



INSTITUTO ARGENTINO
DE LA ENERGÍA
"GENERAL MOSCONI"

SEMINARIO ANUAL 2024 DEL INSTITUTO ARGENTINO DE ENERGÍA GENERAL MOSCONI

6 de noviembre de 2024

APERTURA. PAGINA 3.

PANEL 1: HIDROCARBUROS - IMPULSANDO EL CRECIMIENTO ECONÓMICO. PAGINA 6.

Expositores:

- Maximiliano Westen (MW)
- Pablo Magistocchi (PM)
- Juan Carlos Glorioso (JCG)
- Julia Alves (JA).
- Moderador: Gerardo Rabinovich (GR).

PANEL 2: LOS DESAFIOS DE LA ECONOMÍA ENERGÉTICA. PAGINA 19.

Expositores:

- Nicolás Gadano (NG)
- Adolfo Sánchez Zinny (ASZ)
- Daniel Montamat (DM).
- Moderador: Alejandro Einstoss (AE).

PANEL 3: ACCIONES PARA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA. PAGINA 30.

Expositores:

- Gustavo Anbinder (GA)
- Jorge Lemos (JLe)
- Jimena Latorre (JLa).
- Moderador: Julián Rojo (JR).

Apertura

Palabras de apertura por Jorge Lapeña

Agradezco a las autoridades del Consejo de Ingenieros Mecánicos y Electricistas, entidad a la cual el Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi” está vinculado técnica y afectivamente desde hace muchísimos años, particularmente al presidente actual, el ingeniero Rodolfo Fausti, al anterior presidente. el ingeniero Fernando Luliano, que acaba de finalizar su gestión y a todo el COPIME, entidad con la que estamos vinculados desde hace mucho tiempo. Dictamos en esta institución en forma ininterrumpida desde el año 2009, la Diplomatura de Economía de la Energía y Planificación Energética, que dirige el ingeniero Rabinovich, en la cual muchos de nosotros somos profesores.

Tenemos una gran admiración por esta institución. Podemos ver el cuadro de Jorge Newbery: gran deportista, pero, sobre todo, a criterio de muchos de nosotros, el primer Secretario de Energía de la Argentina, porque fue el director de alumbrado de la ciudad de Buenos Aires, a quien le rendimos un tributo importante en esta casa. Una casa de la energía desde los tiempos primigenios: a partir de fines del siglo XIX, en el cual él nació Jorge Newbery, que murió trágicamente en 1914 en Mendoza, en un accidente con su histórico avión. La foto es extraordinaria.

No es un buen día para hablar de energía. No quiero entrar en la política mundial, pero el triunfo de Donald Trump pone en el centro de la escena a un negacionista del cambio climático. Estados Unidos y China son los principales emisores de gases de efecto invernadero del mundo: entre el 37 y el 40 % de las emisiones son producidas por la economía china, que ha superado ya la de Estados Unidos. Hablar de transición energética sin tener a estos dos países alineados y jugando en el equipo de los buenos, siendo los buenos los que quieren evitarle al mundo una tragedia climática, es un tema que debe ser puntualizado, y el futuro dirá si este dúo de países, Estados Unidos y China, logra pilotear y liderar esa lucha mundial.

Por supuesto, también necesitamos a Europa, que es responsable aproximadamente del 10 % de las emisiones. Europa tiene un problema: está en guerra, y es difícil hoy avizorar cómo termina esa guerra. Esta es una condición de borde.

¿Qué decir de la energía en la Argentina? Ha habido noticias que luego se comentarán durante este seminario.

Para mí, la noticia más importante del año es que el gobierno admitió que este verano se va a cortar la luz. Esto es de una sinceridad extrema. El Instituto Mosconi conoce el funcionamiento del sector eléctrico y cree que es posible que se corte la luz, porque hay problemas que se han insinuado en el pasado y que radican, básicamente, en una obsolescencia excesiva del parque de generación térmico, que tiene una gran cantidad de máquinas

indisponibles, que no pueden ser puestas en servicio los días de máxima carga, que, casualmente son los días de mayor temperatura, en el verano.

La experiencia ha demostrado que el sistema, desde el punto de vista de la generación, no soporta una carga máxima de 29.500 MW, a pesar de que el país tiene 43.000 MW instalados. Si uno mira la capacidad instalada podría pensar que: “bueno, esto lo puede soportar”. Sin embargo, hay una cantidad de MW que no están disponibles por ser de producción variable como, por ejemplo, las centrales eólicas y solares. Otra parte está fuera de servicio, por largo tiempo sin mantenimiento y sin inversiones para recuperar el parque. El gobierno actual ha publicado un informe en el cual sostiene que, este año, la demanda máxima va a ser de 31.500 MW, aproximadamente, y ha sacado la conclusión de que es muy probable que con el parque actual no pueda ser abastecida. Está muy bien, puede pasar si no se toman las medidas para evitarlo. Las medidas para evitarlo son: importar energía de Uruguay, de Paraguay, de Yacuyetá, e importar energía de Brasil.

Hay incertidumbre porque Brasil ha sufrido una importante sequía, imputable a los problemas del cambio climático, que son crecientes. Por lo tanto, creemos que existe esa posibilidad de que pueda ocurrir que no se pueda abastecer la demanda máxima en el verano.

Nos sorprende que el gobierno, sin nombrar a nadie, no haya tomado este tema de una forma propositiva; que no haya informado, por ejemplo, cuánto se va a importar. Creo que hay que mejorar la relación de respeto entre los presidentes, que a veces se descuida, y convendría tener una información fehaciente de lo que va a pasar como mínimo en los próximos dos años y, a su vez, analizar o proponer las contramedidas de inversión necesarias para corregir este problema de potencia, que no está disponible en la realidad. Esto requiere inversiones.

Nos preocupa que el gran inversor de la energía de la Argentina en el último siglo, o, mejor dicho, en el siglo XX y lo que va del actual, crea no tener obligaciones de inversión, crea que puede plantear: “¿Se cortó la luz? No es mi culpa”. No es así. El Estado argentino es el dueño de todas las centrales hidroeléctricas de la Argentina. Es el que las ha construido y es el responsable de extender la vida útil de las mismas. Esto implica invertir, tener un plan. No lo vemos. El Estado argentino es el que ha hecho todo el parque de centrales nucleares de la Argentina. Creer que un privado puede extender la vida útil de Atucha I, por ejemplo, es un infantilismo o un exceso de ideologismo. No es real.

El Estado argentino es el que ha construido todas las líneas de transmisión de 500 kV, que son la columna vertebral del sistema eléctrico, que vincula desde La Quiaca hasta Santa Cruz, que permite traer la energía del oeste hacia el este y del norte al sur. Pensar que esas obras, que se construyeron hace más de treinta años, no requieren ampliaciones y modernizaciones, es un escapismo que debe ser corregido, no debe ser continuado. Hemos visto el presupuesto nacional 2025 y no hay inversiones en el sector energético.

Vamos a ver qué debate se da en torno a este tema en el Congreso Nacional, pero estoy planteando temas que están, de alguna forma, abiertos.

Esta introducción expresa, de alguna forma, nuestro modo de ver el presente energético; que esperamos que no se traduzca en un futuro traumático. Todo sistema puede fallar. Estados Unidos tuvo cortes importantes en el año 1965; los tuvo Italia, los tuvo Brasil y los tuvimos nosotros en el 88. Puede fallar, pero debemos tratar de minimizar esos fallos y ponernos a la altura de las circunstancias para resolverlos cuando se produzcan. Esto es algo que me parece que todavía no está muy claro en el discurso oficial, que es, me hago cargo de lo que digo, confuso.

Dicho esto, y con el ánimo de escuchar a los disertantes, dejo inaugurado el seminario y ojalá sea con mucho éxito para quienes expongan y para quienes escuchan las propuestas.

PANEL 1: HIDROCARBUROS - IMPULSANDO EL CRECIMIENTO ECONÓMICO

EXPOSITORES:

- **MAXIMILIANO WESTEN (MW) - YPF**
- **PABLO MAGISTOCCHI (PM) - EMESA**
- **JUAN CARLOS GLORIOSO (JCG) - INDEPENDIENTE**
- **JULIA ALVES (JA) – TOTAL ENERGIES**
- **MODERADOR: GERARDO RABINOVICH (GR) - IAE**

GR: El seminario anual del Instituto convoca a hablar sobre el papel del sector energético en el impulso de la economía de nuestro país, y el primer panel va a tratar sobre el sector de hidrocarburos.

Sabemos que el desempeño de los últimos tiempos de la industria del petróleo y del gas, a partir del aprendizaje tecnológico y logístico en la cuenca neuquina, en Vaca Muerta, ha permitido que la Argentina vuelva a recuperar producción de petróleo, vuelva a recuperar producción de gas, se plantee como un país exportador, y que esa exportación ayude a nuestra economía, a recuperar el camino perdido.

El año pasado tuvimos aquí a quien hoy es el presidente de YPF, que en ese momento era el gerente de Exploración y Producción de Tecpetrol, y que nos habló con un entusiasmo tremendo sobre la necesidad de ganar productividad en Vaca Muerta. Nos contó su experiencia en Fortín de Piedra, el desafío logístico que ello representa, y el desafío en capacidades humanas que hoy tiene que afrontar como presidente de la mayor empresa petrolera de la Argentina. También tuvimos en nuestro seminario, como panelista, a la que es hoy Secretaria de Energía, así que espero que este seminario sea premonitorio de quienes participan y que podamos seguir con ese empuje.

Tenemos a cuatro profesionales de primer nivel con quienes vamos a conversar sobre la industria del petróleo y del gas.

Maximiliano Westen es vicepresidente de Estrategia, Nuevos Negocios y Control de Gestión de YPF desde diciembre del año pasado, pero tiene una larga carrera previa en la empresa, donde fue gerente ejecutivo, del proyecto de gas natural licuado (GNL). Desde 2020, fue gerente de Estrategia Corporativa de YPF.

Julia Alves es directora de Nuevos negocios de Total Austral. Hace un año y medio que está en Argentina. Viene de Angola, previa escala por París, y tiene una larga trayectoria en TotalEnergies que es una de las principales empresas productoras de petróleo y gas de la Argentina.

Pablo Magistocchi, es ingeniero industrial de la Universidad Nacional de Cuyo, presidente de la Empresa Mendocina de Energía. Ocupó el cargo de director de Energía en la provincia de Mendoza. Tiene una larga experiencia en el sector, donde ha impulsado una estrategia empresaria muy interesante.

Juan Carlos Glorioso es consultor independiente, petrofísico. Ha desempeñado una larga carrera, con una prolongada trayectoria en YPF dentro del Comité de Auditoría de Reservas, luego en Repsol. Hoy vive en Madrid, donde desarrolla tareas de consultor.

La nueva gestión en YPF arrancó en un contexto particular: cambio de gobierno en Argentina, y grandes proyectos en vista. Ya ha pasado un año de la nueva gestión. y vos que venís de antes en la empresa con la experiencia del proyecto del LNG. ¿Cómo ves los desafíos, los objetivos que se han planteado a partir de la nueva gestión, las complejidades que hay que enfrentar para poder alcanzar esos objetivos, que son incrementar la producción y alcanzar un rol exportador preponderante?

MW: Bueno, para responder estas preguntas no sé cuánto tiempo tenemos, ¿tenemos 4 o 5 horas?

GR: La verdad es que daría para todo el día.

MW: No, bueno. Muchas gracias. Voy a viajar un poco en el tiempo hacia adelante y hacia atrás, y voy a terminar contándoles qué es lo que estamos haciendo. Creo que el título del panel es “Los hidrocarburos como motor de la economía”, ¿verdad? En eso, la Argentina tiene bastante suerte, mucha experiencia. Tenemos más de 100 años de experiencia en hidrocarburos. Tuvimos épocas doradas, donde hemos llegado a producir picos de petróleo: a fines de los 90, cerca de 850.000 barriles por día.

Hemos llegado a producir el máximo de gas un par de años después, creo que en el 2004, cuando Loma La Lata, que era uno de los yacimientos que operaba YPF, estaba en su máximo esplendor, y el país estaba en su auge del gas. Cuando parecía que la industria estaba empezando a ver la línea de llegada, hubo un desarrollo, una ruptura tecnológica en Estados Unidos que vimos rápido, abrazamos y empezamos a implementar en Vaca Muerta, que es hoy nuestro desafío; la gran oportunidad y el propósito que nos convoca a gran parte de los que estamos acá.

Vaca Muerta tiene..., les voy a dejar un número que seguramente se lo escucharon al actual presidente, el Ing. Horacio Marín, que es exportar 30.000 millones de dólares hacia el 2030. Y quizás lo podamos ver antes. Ya el año pasado. la balanza comercial energética fue neutra. Veníamos de un año negativo en 2022; el año pasado neutra; este año en los primeros

nueve meses, la industria energética ya está colaborando en un número positivo, y vamos a terminar el año, como industria, con un superávit comercial de entre 4 y 5 mil millones de dólares.

El año que viene, vamos a seguir creciendo progresivamente a partir de nueva infraestructura, vamos a ir creciendo, y esperamos a fines de esta década o antes lograr un superávit comercial de 30 mil millones de dólares, hay que grabarse este número en la cabeza, porque es duplicar el aporte del agro, con la ventaja de que no tenemos que depender de un buen régimen de lluvias. Ya todos entendemos qué pasa cuando en la Argentina no llueve, nos duele un poco a todos. Así que ese es el desafío, esa es la oportunidad, y está apalancada en... Yo les hablé de suerte. Tenemos una gran cultura en hidrocarburos, 100 años de explotación, hemos aprendido muy rápido, y tenemos la suerte de tener Vaca Muerta que es una roca de una calidad similar o análoga a la formación de Permian en Estados Unidos, y que muchos países creo que matarían por tener.

Tenemos una calidad de roca increíble, que ya ha mostrado lo que puede hacer. Lo que tenemos que hacer nosotros es ponerlo en valor. Para ponerlo en valor, hay un orden. El orden de los factores yo creo que altera el resultado, pero lo que hemos hecho desde YPF es que primero nos concentramos en probar a lo largo de la última década, desde el 2012, que arrancamos con Loma La Campana, con pozos; primero, verticales; después, horizontales; después, estandarizamos. Ya para el 2016 habíamos probado que Vaca Muerta podía ser rentable y podía competir en el mundo. De ahí fuimos mejorando, día a día, al nivel que estamos hoy. Hoy tenemos costos de desarrollo muy competitivos a nivel mundial, y vemos que tenemos un proyecto que podemos desarrollar en el largo plazo y que puede competir en el mundo.

Una de las condiciones que tenemos que tener en la cabeza, es poner mucho foco en la eficiencia porque, cuando uno quiere participar y jugar a nivel global, las reglas las pone el mundo, los precios los pone el mundo, y, en un mundo de gran volatilidad, para que nuestro proyecto y los hidrocarburos generen valor en el largo plazo, tenemos que asegurarnos de ser competitivos todo el tiempo. Por eso van a escuchar a YPF siempre haciendo mucho foco en la eficiencia de nuestras operaciones.

Como les comentaba, para esto, arrancamos con infraestructura.

Rehabilitamos el oleoducto trasandino (OTASA), lo que teníamos más rápido para hacer, que es el que cruza a Chile. Lo pusimos en marcha hace algo menos de un año, tuvimos que trabajar con ENAP de Chile, mandamos ingenieros de YPF que trabajaron con ingenieros de ENAP para adaptar sus refinerías, porque ellos importaban un tipo de crudo diferente al que le vendemos que es un crudo neuquino más liviano, y no sabían cómo iban a reaccionar sus refinerías. Hemos trabajado en conjunto, y hoy, estamos exportando a Chile a través de ese oleoducto a nivel industria, no solamente YPF, cerca de 90.000 barriles por día de una capacidad de 110 mil barriles/día que tiene ese oleoducto.

El siguiente salto en escala, era apoyar a la empresa Oldelval (Oleoductos del Valle) en el Proyecto Duplicar, que significa duplicar la capacidad de evacuación y exportación hacia el Atlántico, que es un limitante.

Para maximizar y poner en valor los recursos de Vaca Muerta de crudo, teníamos que trabajar y pensar en un nuevo sistema de infraestructura, que es el oleoducto que nosotros llamamos Vaca Muerta Sur, que es el sistema de infraestructura de exportación más eficiente que pudimos diseñar. ¿Por qué? Porque la salida que buscamos es un lugar de aguas profundas, donde puede acceder un buque Panamax, exportar a los mercados asiáticos, y entonces toda la oferta argentina, puede acceder a 2 o 3 dólares más de arbitraje por barril. Con lo cual, de vuelta, todo lo que hacemos es pensando en el sistema más eficiente y no solo para YPF, sino que, cuando dimensionamos, lo hacemos para toda la industria.

El siguiente salto va a ser el GNL. Tuve la suerte de trabajar durante un año, el año pasado, en el proyecto. El proyecto de LNG en la Argentina es competitivo.

No competimos entre nosotros y los otros operadores, competimos contra el mundo. No podemos competir contra Qatar: que tiene costos mucho más bajos y está muy cerca de los mercados. Contra quien competimos, que es el mayor agregador de oferta a futuro, es contra los productores americanos del golfo de México, que tienen como indicador de precios el Henry Hub.

Nuestro proyecto, el proyecto de Argentina LNG, es competitivo contra el golfo de México. Entonces, estamos trabajando muy fuertemente para hacerlo realidad. Ese va a ser el siguiente salto que nos va a permitir exportar y llegar al objetivo de superávit comercial de 30.000 millones de dólares en la próxima década.

GR: Excelente. Vamos a volver sobre el proyecto del GNL para que nos puedas contar las complejidades que tiene la estructuración de ese proyecto, que no tiene precedentes en Argentina.

Julia, TotalEnergies es una de las tres empresas más importantes de la industria de los hidrocarburos de la Argentina, y para nosotros tiene un antecedente muy especial porque Total Austral fue una de las empresas que descubrieron gas en el off-shore argentino, en la cuenca Austral, frente a la isla de Tierra del Fuego, que luego ha ido poniendo en valor a lo largo del tiempo en distintos desarrollos y que aportó al abastecimiento interno de nuestro país, cantidades importantes de gas, tanto como lo ha hecho YPF a través de Loma La Lata con producción convencional. Argentina tiene en el gas natural su fuente de energía primaria preponderante, directora de su economía energética. El aporte que hizo Total Austral, hoy TotalEnergies, para que esto fuera posible fue de gran importancia. Hoy, todavía, sigue avanzando en el mar Argentino, desarrollando el Proyecto Fénix, con proyectos de abastecimiento para el futuro del mercado interno –el 53 % de la energía primaria que consumimos es gas natural– y, además, desarrollando proyectos también para abastecimiento regional. Max nos hablaba del proyecto GNL, pero también tenemos clientes regionales detrás de nuestras fronteras que hay que abordar. ¿Cómo encara, Total este desafío? El otro desafío

que Jorge presentó en su introducción, pero que toda la industria también está abordando, consiste en cómo la industria petrolera se hace cada vez más “verde”, cómo trabaja para reducir emisiones de gases de efecto invernadero, donde también ambas empresas tienen sus ramas de producción de energías renovables y toman el tema con mucha seriedad.

JA: Primero, gracias por invitarme. Es el segundo año que estamos acá de TotalEnergies. Gracias por darnos la oportunidad de intercambiar con los distintos oradores de hoy. Voy a intentar resumir.

Estamos con muy buenas expectativas con el Proyecto Fénix. Esta es la sexta plataforma que desarrollamos en el off-shore argentino, en Tierra del Fuego y se lanzó ya el primer pozo en el mes de septiembre. Hoy está produciendo 5 millones de metros cúbicos por día, y en breve vamos a lanzar, en el inicio del año que viene, los dos pozos que nos faltan para completar el proyecto, y vamos a llegar a un piso de 10 millones de metros cúbicos por día. Es un aporte muy grande para el autoabastecimiento de la Argentina. Es el 8 %, más o menos, de nuestro consumo, de nuestra producción, y también nos va a permitir ahorrar bastante en todo lo que son las importaciones que aún hoy hacemos de gas natural, de gas licuado; con más o menos un ahorro del 25 % de lo que importamos este año.

Otro punto importante del proyecto es que costó 700 millones de dólares entre TotalEnergies y nuestros socios en la cuenca, que son PAE y Harbour Energy, y que por ser convencional, va a permitir asegurar este volumen de más o menos 10 millones de metros cúbicos por día durante un periodo de 10 a 15 años. No es como en Vaca Muerta, donde hay que estar perforando continuamente. Acá, completando el tercer pozo, ya se asegura la producción proyectada.

Un tema muy importante para Total es el tema de las emisiones. Este proyecto va a tener una emisión de más o menos 9 kg de CO₂ por barril equivalente, lo que es un promedio bastante bajo para los estándares de TotalEnergies y nuestro promedio mundial de proyectos.

Nos llamamos TotalEnergies desde 2021 porque estamos en una transición energética para transformarnos, no solo en una empresa de petróleo y gas, sino también en una empresa que quiere estar acompañando la transición de clima mundial, contribuyendo con energías más limpias y también reduciendo nuestra huella de carbono en lo que es nuestra producción de hidrocarburos, petróleo y gas.

Nuestros objetivos son bastante ambiciosos: queremos llegar a Net Zero en 2050. Para eso, vamos a reducir hasta 2030 el 40 % de nuestras emisiones de gases de efecto invernadero y reducir el metano en cerca del 80 % hasta 2030. Acá, en la Argentina, por supuesto, acompañamos esa voluntad de nuestro grupo con proyectos y tecnologías para reducir nuestras emisiones, sea, como ya lo dijimos, en Tierra del Fuego, donde tenemos seis plataformas actualmente en producción y producimos más o menos 16 millones de metros cúbicos por día, y también en Neuquén, donde tenemos más o menos la misma producción en Vaca Muerta.

Como decía Max, Vaca Muerta es un play muy prolijo y con un gran potencial geológico.

Por lo tanto, estamos implementando tecnologías para reducir emisiones. Uno de los proyectos que estamos implementando en Neuquén, en Vaca Muerta, es la electrificación de la planta de Aguada Pichana Este, que es nuestro bloque insignia, donde producimos 14 millones de metros cúbicos por día. Construimos una línea de alta tensión que va desde Loma Campana hasta la planta de Aguada Pichana, son 43 km de línea, un proyecto que nos costó 20 millones de dólares y que va a permitir electrificar la planta de gas, sumándole también energía renovable, y bajar las emisiones a 2 kg de CO₂ por barril equivalente, que es muy bajo.

Con este proyecto electrificaremos primero la planta de gas y luego los compresores. En Tierra del Fuego tenemos un proyecto también para electrificación, con dos turbinas eólicas que van a estar generando electricidad para nuestra planta de tratamiento en río Cullen, y ahí vamos a poder producir energía más limpia, con una reducción de nuestras emisiones de gases de efecto invernadero de más o menos 45 kilotoneladas por año.

Me preguntaste un montón de cosas, espero haber respondido todo, pero, para completar el mensaje, TotalEnergies está en la Argentina produciendo gas, sobre todo, y algo de petróleo crudo. Nuestro gran foco es contribuir al autoabastecimiento del país, hacerlo con un gas más limpio, más sostenible, más accesible. Por lo tanto, es eso: más energía y menos emisiones.

GR: ¿Cómo ven, estando en el mar, en Vaca Muerta y en otros países, el abastecimiento de gas vía exportación por gasoducto, ya sea a Brasil o Chile? ¿Están trabajando un poco en esa línea? Y acompañando el proyecto de LNG, quizás.

JA: Sí, gracias por la pregunta. Hay varios proyectos de gas licuado que se están lanzando ahora. Nosotros lo que vemos es que es complementario exportar a los países limítrofes, donde ya hoy podemos vender gas. Recientemente recibimos la aprobación de exportaciones de 2 millones de metros cúbicos para TotalEnergies, más o menos 1 millón en Neuquén y un millón en Tierra del Fuego. Es mercado al que nosotros vemos que podemos llegar rápidamente y, por lo tanto, complementar, más rápido que los proyectos de GNL, porque hoy ya está esa demanda. vemos que la demanda brasileña va a crecer, y nosotros podemos acompañar esas exportaciones y ser un exportador regional con bastante rapidez. Claro que, para eso, tenemos algunos desafíos.

El primer desafío es la infraestructura. Hoy ya hay proyectos. Estuve en la terminación del GNK 1 y de las plantas compresoras. Necesitamos que se complete el GNK 2 o el TGC. También necesitamos la reversión del NOA para poder aumentar los volúmenes que se van a enviar vía Bolivia para llegar al mercado brasileño. También, por supuesto, alimentar la demanda argentina del norte.

El otro desafío es disminuir el riesgo para los inversores en la Argentina. Aún tenemos algunas restricciones que tenemos que trabajar para garantizar un riesgo país más bajo y

condiciones más estables. En TotalEnergies estamos para acompañar la exportación regional a Chile, Uruguay, y crecer con Brasil.

Tenemos una cuenca muy prolija en Neuquén, todos los recursos geológicos. Tenemos un gran potencial de varias energías. Tenemos los recursos humanos. Por lo tanto, con Total, tenemos la voluntad y el compromiso, estamos acá desde hace 45 años, para seguir produciendo gas en la Argentina, exportarlo a estos mercados y poder generar una balanza positiva.

GR: Gracias Julia. Tenemos nuevos proyectos, este potencial fenomenal en la Cuenca Neuquina en Vaca Muerta, el off-shore en la Cuenca Austral. Nos quedan los campos maduros, casi agotándose, y buscando, como dicen en la industria, rascar el fondo de la olla para ir sacando lo que queda. En ese contexto Pablo, que es presidente de la Empresa Mendocina de Energía y que ha desarrollado estrategias dentro de la empresa (de la cual formo parte y estoy orgulloso de lo que hemos hecho) de aprendizaje, tomando la explotación de algunos yacimientos que habían sido dejados de lado por YPF porque son antieconómicos, obviamente, para una empresa de ese tamaño. EMESA tomó el desafío, ya hace tiempo, de levantar esa bandera y decir: "Bueno, esto puede seguir explotándose". Un campo que visitamos con el ingeniero Lapeña, que se llama Vega Grande y es el campo más alto de la Argentina, está como a 2800 metros sobre el nivel del mar, en el cual hubo un desarrollo que hoy ha terminado exitosamente.

Contanos un poco esta estrategia más amplia, que ha sido un mandato de la provincia, de aprovechar esta experiencia, pero también desarrollar las fuentes de energía renovable, donde hoy Mendoza tiene el orgullo también, y EMESA como desarrollador de proyectos, de haber desarrollado parques solares fotovoltaicos que ya están en construcción y que pronto van a entrar en operación; algunos de ellos, con la empresa YPF Luz, otros con Genneia, etcétera.

PM: Muchas gracias, por darme la palabra y al Instituto Mosconi por organizar este seminario.

EMESA, la empresa mendocina de energía, es una empresa pública que administra activos energéticos; principalmente, hidrocarbúricos y activos eléctricos. La estrategia que tiene la provincia de Mendoza con su empresa es muy simple. Esa partecita de la renta petrolera que EMESA apropia, nosotros la utilizamos para el desarrollo de proyectos puntuales, y así vamos concatenando proyectos que van haciendo lo que la política energética de Mendoza quiere conseguir. Un ejemplo exitoso, como lo que mencionaba Gerardo, es el proyecto de El Quemado.

El proyecto de El Quemado es un parque solar. El estudio eléctrico da una capacidad potencial de 400 MW, que ahora se está desarrollando en 300 MW. Lo que hace la empresa mendocina de energía es ganar tiempo, hacer estudios; buscar la factibilidad ambiental y la factibilidad técnica, hacer los estudios de campo.

Cuando eso está maduro, lo que hacemos es buscar un dueño, un inversor. EMESA, en ese sentido, funciona como una agencia de atracción de inversiones privadas. El caso puntual de El Quemado, que ha estado en los diarios en la última semana, es un proyecto que adquiere YPF

Luz, ese proyecto ya es de YPF Luz, y ha sido el primer proyecto que se presenta en el Régimen de Incentivo de las Grandes Inversiones. Me parece que es muy bueno porque el primer proyecto del RIGI es un proyecto de energía renovable, de transición. ¿Qué va a pasar con este tema? Al menos en la Argentina, el primer proyecto que se presenta en este régimen es uno de transición energética. Para nosotros tiene un doble buen gusto porque sucede en Mendoza y es un proyecto desarrollado por EMESA.

Focalizándonos en la fuente de donde obtenemos los recursos de EMESA para desarrollar estos proyectos, que son las áreas hidrocarburíferas de Mendoza, donde la gran mayoría está tendiendo a la maduración, son campos ya con mucha historia. Yo les quería contar dos ejemplos que hemos transitado en los últimos años. Uno es Vega Grande, que se acaba de mencionar. Vega Grande es un yacimiento que está a 2800 metros sobre el nivel del mar. Es un yacimiento complejo porque tiene un invierno muy crudo por la altura, y en la primavera se anegan los caminos con el deshielo. Tiene toda una particularidad. El operador que tenía el área, logró demostrar que la cuestión económica no le cerraba en ese momento y el área quedó sin operador dos años.

La tomamos nosotros, la pusimos en valor, y lo que aprendimos, primero, es que las áreas no pueden quedar sin operador. Eso es lo peor que le puede pasar a un área. Estuvimos veinte meses en esa operación, entender las posibilidades reales del área, entender los costos reales, de cara a pensar que, en las próximas décadas, esa área hay que cerrarla, entonces tenemos que empezar a trazar la estrategia de cómo hay que hacer para llegar a sacar el último barril económicamente posible, que ese momento converja con el cierre definitivo de los pozos, levantar todas las instalaciones de superficie, remediar los pasivos ambientales, cerrar los contratos con los superficiarios para poder dar de baja esa área, y me parece que el sector energético, pero sobre todo la industria, le tiene que prestar atención porque, en las próximas décadas, vamos a convivir con la gran expansión de los hidrocarburos no convencionales, pero esto también va a pesar, y esas áreas hay que remediarlas y hay que demostrarle a la sociedad que, una vez que termina el ciclo de un yacimiento, no pasa nada: el área vuelve a la naturaleza, vuelve a sus dueños, y seguirá realizando las actividades que deba.

En Vega Grande logramos ponernos de acuerdo con la autoridad de aplicación, que en Mendoza es la Dirección de Hidrocarburos, que depende del Ministerio de Energía, y logramos identificar cuáles son las posibilidades reales de inversión, no solamente enfocadas en la renta, sino cómo se van planteando inversiones necesarias para llegar a ese fin. Logramos identificar cuáles eran las empresas aptas para poder llevar eso adelante. Organizamos un concurso público y terminamos seleccionando a un operador que, hoy en día, está operando esa área. Es un operador mucho más esbelto, más chico, que le da sentido al negocio. Se genera una economía mucho más chica que la que nos estaban contando los anteriores panelistas, obviamente, pero importante para las economías regionales.

El otro caso es Loma de La Mina, que es un área que tenía YPF, a la que se le venció el plazo de concesión. Ahí, directamente, ya con la experiencia de Vega Grande, hicimos una

transición mucho más ordenada y el área pasó directamente a EMESA. Estuvimos tres meses en operación en conjunto entre YPF y EMESA.

Cuando la tomamos, producía 27 metros cúbicos. Hoy en día, con los volúmenes que uno ve en Vaca Muerta, es obvio que YPF no tiene ningún tipo de interés en un área de 27 metros cúbicos. Tenía un piloto de recuperación secundaria. YPF nos pasó ese piloto y lo hemos ejecutado. Fue exitoso. Ese piloto, hoy día, está en unos 45 metros cúbicos, y hemos levantado al nivel de producción solo con el piloto de secundaria, o sea que es un área que va a tener 20 años más de vida útil.

Terminamos de definir un área de 70 pozos, que también son números chicos, pero es importante darle el cierre también a esto, y logramos ponernos de acuerdo con la Dirección de Hidrocarburos e YPF, que había 15 pozos que ya no tenían sentido en esa área y se hizo el cierre definitivo, también con la remediación de todas las instalaciones de superficie.

Eso es un gran paso para estas áreas, para ir empezando a responder a esta pregunta que es compleja, qué va a pasar cuando ya saqué el último barril económicamente rentable, qué va a pasar con esas áreas.

Esto es un poco lo que les queremos contar desde la Empresa Mendocina de Energía, y refuerzo esta idea: en la medida en que la Argentina entre en este tren en el que ya estamos, de grandes exportaciones y maximización de rentas petroleras, va a ser también muy importante no descuidar qué está pasando con las áreas maduras, de tecnologías que ya parecen viejas, pero que hay que darles un cierre definitivo, y ese cierre definitivo tiene que ser impecable.

GR: El nexo entre la transición energética y la industria de los hidrocarburos, y la realidad de que la industria también deja pasivos ambientales que tienen que ser resueltos. Probablemente, en el futuro, desde EMESA y desde Mendoza se pueda exportar know how hacia el resto de las provincias de la Argentina, diciendo: "Esto se puede hacer así". Gran experiencia. En estos últimos años, hemos aprendido un montón sobre recursos convencionales, no convencionales, contingentes, Vaca Muerta, productividad de pozos, rendimientos, gracias a Juan Carlos Glorioso, que ahora es consultor, de profesión petrofísico y con una larga trayectoria en YPF, desde los años 70, en el área de geotecnia y también en el Comité de Auditoría de Reservas de YPF y de Repsol. Ha tenido también experiencias en Medio Oriente y, transcurrida una larga carrera, sigue estudiando profundamente estos temas. Nos ha ayudado mucho a entender la diferencia entre la explotación de un recurso convencional, de un no convencional, cuáles son las características de cada uno. La pregunta, Juan Carlos... espero que nos puedas transmitir hoy también parte de tu experiencia. Tenemos una gran expectativa con respecto al potencial geológico de la formación de Vaca Muerta, 30.000 millones de dólares en el 2030; tenemos expectativa en el off-shore y hay algo de exploración en la zona norte del off-shore, ¿Cómo ves, desde 2000 metros bajo tierra, desde la formación esa que está tan abajo, 2500 metros, la capacidad que puede tener ese recurso para lograr que esas expectativas se transformen en realidad? ¿Cómo la Argentina, con todos estos esfuerzos, puede respaldarse en ese potencial y desarrollarlo?

JCG: Interesantísimas exposiciones de los colegas. Empecemos por lo bueno, por lo que uno ve que se está dando. La Argentina vuelve a tener un recurso, vuelve a tener un gran recurso.

La Argentina tiene empresas operadoras de experiencia, nacionales e internacionales; empresas de servicio con experiencia, nacionales e internacionales; contratos que son aptos para desarrollar los negocios y son aptos tanto para los operadores como para el gobierno, para controlarlos. Los contratos tax and royalty que existen en la Argentina son muy fluidos y permiten que no sean una traba específica, como pueden ser contratos más complejos, con gobiernos que pretenden, con justicia, tener mayor participación. Aquí, básicamente, se trata de contratos muy simples y muy manejables. Eso facilita muchas cosas. Hoy estamos frente a un nuevo paradigma.

En este momento el Estado, según lo que marca la reciente ley de Bases aprobada, no va a fijar los precios, ni del petróleo, ni del gas, ni de los subproductos. Eso genera un desafío porque implica que se genere un mercado, un mercado fluido. Hay un mercado de petróleo, de producto, pero no de precios. El Estado permanentemente ha intervenido.

Vamos a ver cómo se desarrolla. Tiene que generarse competencia, y esa competencia tiene que traducirse no solo en beneficio para los actores principales, operadores y Estado: el precio de los servicios tiene que ser apto para el consumidor, tiene que ser apto para la industria.

Es una nueva etapa, y la veo positiva. La Argentina no consume lo suficiente como para absorber lo que hoy tenemos como capacidad de producción. Entonces, esta nueva política, de fomentar e instar a que se generen proyectos de exportación creo que es correcta. Hay que tener paciencia porque las empresas están, en algunos casos, planificando las etapas iniciales de todo esto. Lleva tiempo, son cosas complejas. Hemos escuchado de varias empresas proyectos de GNL. También se ha mencionado aquí que la exportación regional no es un tema menor, es un tema muy interesante.

Argentina tiene experiencia en esto, pese a los cortes que ha habido a partir del 2004, pero no es un tema menor. Yo creo que Chile es un mercado que ha sido desarrollado y que se va a potenciar. En petróleo, decía el otro día, que lo único que puedo dar son buenas noticias con respecto a la exportación porque se está haciendo la infraestructura necesaria para poder seguir incrementando la producción y evacuación.

En gas... Para empezar, nos falta completar infraestructura hasta para el autoabastecimiento. Es decir, es importante que se termine con eso. Luego, ¿cuál es la noticia de ayer? Bueno, se terminó la primera etapa de la reversión del Gasoducto del Norte, pero el Estado no va a hacer nada más.

Entonces, se abre un desafío, tanto para completar esa obra como para completar el GNK, y yo no he escuchado que surjan jugadores ahí. Claro, es muy reciente, pero van a tener que surgir. Si el Estado no está, van a tener que surgir. Si no, no tenemos autoabastecimiento. Estamos hablando de exportación, pero no tenemos autoabastecimiento. Lo bueno es que la

Argentina se ha sobrepuesto siempre a todas estas cosas. Lo bueno es que tiene empresas y tiene experiencia en el rubro.

Avanzo un poco en algo que ya es un detalle, no sé si es una expectativa, que es que falta la reglamentación de las leyes modificadas.

¿Por qué digo que es un detalle que genera expectativas? Porque este nuevo enfoque que se le da a la industria, con un potenciamiento de la exportación, para que contribuya a resolver ciertos problemas económicos me preocupa y me parece que están dudando de si seguimos en ese camino o no. Básicamente, me parece que esa reglamentación, si se exageran nuevamente las precauciones para las cuestiones que pueden poner en peligro el abastecimiento interno, no va a permitir generar contratos de largo plazo para la exportación por ductos. No va a haber problema con los saldos estacionales, pero para una empresa que tiene que generar un proyecto de exportación a largo plazo, habrá qué dice esa reglamentación.

Respecto del tema de la exportación por ductos, yo creo que se va a dar fluidamente en algunos casos, y en otros, progresivamente. Estábamos analizando el tema de por dónde exportar gas a Brasil y se han generado distintas opiniones. Hay quienes dicen que está todo hecho en Bolivia para que, una vez completado, e incluso aumentada la capacidad de transporte en la zona norte, se puede entrar a través de Bolivia, que está declinando fuertemente su producción de gas. Mi estimación personal, que he trabajado varios años en Bolivia, es que en el año 2028, Bolivia va a tener casi lo justo para su consumo interno. Entonces, ahí se va a dar una suerte de progresión en la posibilidad de inyectar gas a través del Gasoducto Juana Azurduy (GJA) y mandarlo a Brasil, pero aclarando que Bolivia ya adecuó su legislación para ser, incluso, país de tránsito del gas.

En mi opinión, un proyecto entre dos países es mucho más sencillo que un proyecto entre tres países. Entonces, el gasoducto ya está hecho entre Yacuiba y Santa Cruz, pero son tres países.

Termino con esto, el tema de Brasil. Yo creo que Brasil es un mercado claro del gas argentino. Lo que pasa es que hay que tener el timing; es decir, no hay que perder tiempo, porque Brasil hoy, como tiene gas asociado en sus campos del presal en el off-shore, está preservando la presión de los campos, reinyectando ese gas, pero el gobierno brasilero va a ir, progresivamente, disminuyendo esa inyección de gas para poder proveerse de su propio gas en la zona de, fundamentalmente, Río, San Pablo y Puerto Alegre.

Entonces, ahí no tenemos que perder tiempo en tomar decisiones. Serán las que el mercado indique, como han dicho; los analistas estamos solamente para mirar lo que la industria decide, pero no hay que perder tiempo.

GR: Para cerrar el panel, yo sé que la pregunta que le voy a hacer a Max da para un desarrollo largo, pero, si sintéticamente, en base a tu experiencia en el proyecto GNL, puedes contarnos las complejidades de estructurar un proyecto inédito para la Argentina desde YPF, un

proyecto que, para poder concretarse, va a requerir, en paralelo, una cantidad de acciones, o verificar una cantidad de acciones que, si no se cumplieran, lo pueden llegar a bloquear.

MG: GNL es un proyecto muy complejo y hermoso a la vez. Es un gran desafío. Voy a simplificar hablando de oferta, demanda, y algo en el medio, que tiene que conectar las dos cosas que, en gran medida, hemos charlado en distintos momentos del panel. Es un proyecto de capital muy intensivo, a niveles inéditos en la Argentina. El proyecto que estamos mirando es de entre 25 y 30 millones de toneladas por año (MTPA). Va a requerir inversiones del nivel, sin meterme en el upstream, entre infraestructura de transporte y en las plantas en sí mismas, de 30 mil millones de dólares. Es dinero que no tenemos, que no tiene YPF. Si buscamos amigos, no lo tienen. Vamos a tener que salir a buscarlo. Entonces, la primera complejidad es cómo fundear el proyecto, cómo ir haciéndolo, cómo ir digiriendo el monstruo.

Lo estamos haciendo en fases. Hemos hablado hoy, creo que varios de nosotros, en historias de foco, como la de EMESA: al final, enfocándonos en un activo, logramos sacarle valor, y acá es lo mismo. Estamos armándolo en fases. Desde la oferta, de lo que estamos seguros es de los recursos; los tenemos y hemos probado que los podemos desarrollar de forma muy competitiva. Entonces el gas está. Si quieren, tomando números no propios, el último que publicó la EIA, que lamentablemente es viejo, hablaba de 300 TCF. Bueno, no le creamos a ese número, hablemos de la mitad; asumamos que Vaca Muerta tiene la mitad de esos TCF para risquearlo arbitrariamente. La Argentina consume entre 1,6 y 1,7 TCF por año; si exportamos a nivel regional, le podríamos sumar 0,1 o 0,2 BCF adicionales, con lo cual, inclusive risqueando esos recursos a la mitad, tenemos para más de 70 u 80 años de gas. Yo he estudiado la transición energética con mis roles de estrategia anteriores. La verdad es que, en transición energética, se habla de consensos; no hay certidumbres, hay escenarios y hay ciertos consensos, y si hay algo que creo es que no necesitamos gas para los próximos 80 años. No vamos a poder poner en valor ese recurso si no hacemos GNL. Entonces, del lado de la oferta, la oferta está y nuestras capacidades para desarrollarla están.

Ahora voy a la demanda y después hablamos de todo lo que pasa en el medio. Del lado de la demanda estamos teniendo conversaciones muy fructíferas.

La Argentina tiene algo que es muy atractivo: una baja o nula conflictividad geopolítica. Hay un nuevo argumento a favor del potencial del GNL y es que tiene un rol muy importante en la transición energética, en un lugar con seguridad en cuanto a los conflictos geopolíticos. ¿Por qué hablo del rol del GNL en la transición? En el mundo hay un sistema A. El sistema A depende, en gran medida, del consumo hidrocarburiífero, y todos queremos migrar a un sistema B, que es basado 100 % en renovables. Lamentablemente, no podemos apagar la luz de un lado y prenderla del otro porque nos morimos de frío, nuestras industrias no van a poder trabajar; entonces, estamos todos trabajando en cómo migrar de un sistema al otro. El gas tiene un rol con mucha más visibilidad de largo plazo que el petróleo. El petróleo, todo el mundo cree que ha llegado o estará llegando a un pico en breve, y que, en algún momento, empezará a declinar a una velocidad que aún no conocemos. Hay varios escenarios, pero el gas tiene un rol de más largo plazo. Entonces, del lado de la demanda de gas, estamos en conversaciones.

Habrán escuchado que tuvimos un equipo liderado por el presidente de YPF en Europa, haciendo una gira, pronto estaremos en Asia, y las discusiones que estamos abriendo son muy buenas. Hay mucho interés por el GNL que podemos producir en la Argentina.

Les hablé algo de oferta, algo de demanda, y ahora, de todo lo que pasa en el medio. El proyecto de 30 MTPA significa duplicar la producción actual de la Argentina. Es un proyecto enorme, y eso sin afectar la demanda local. Eso implica, como lo estamos viendo, posiblemente, tres gasoductos nuevos, o sea, tres GNK en sus distintos estados, más las inversiones en licuefacción. Es capital intensivo. Necesitamos recursos, necesitamos project financing, fuentes de financiamiento. Estamos evaluando distintas fuentes de financiamiento, y, para que eso ocurra, es necesario un marco adecuado. El RIGI es el marco adecuado: te da visibilidad a largo plazo, te baja la carga tributaria total y te hace competitivo contra otros países que exportan.

Cuando exportas, exportas todo: tus ventajas competitivas, tus desventajas, tus costos, tus impuestos. Va todo en la misma bolsa. Este marco nos da competitividad, nos da visibilidad de largo plazo, nos da visibilidad respecto de la movilidad de las divisas, lo que hace que el proyecto tenga muchas más chances de ser bancable o financiable. Así que las aristas y las complejidades son muchas.

Estamos trabajando en todas en paralelo y, por suerte, estamos teniendo muy buenos resultados. Hay mucha tracción por nuestro lado y atracción del otro lado, así que estamos muy entusiasmados.

GR: Me encantaría seguir hablando, preguntándoles, teniéndolos aquí y exprimirlos al máximo, pero los próximos paneles me están haciendo señas de que ya es tiempo de pasar al siguiente, por lo que yo les agradezco muchísimo todo lo que nos han transmitido. Pido un aplauso para los panelistas y pasar al próximo panel. Muchas gracias.

PANEL 2: LOS DESAFÍOS DE LA ECONOMÍA ENERGÉTICA

Expositores:

- **Nicolás Gadano (NG) – Universidad Torcuato di Tella.**
- **Adolfo Sánchez Zinny (ASZ) – IAE.**
- **Daniel Montamat (DM) – Ex Secretario de Energía**
- **Moderador: Alejandro Einstoss (AE).**

AE: Si uno se aproxima a la economía de la energía en la Argentina, y si sacamos una foto de la situación actual, vemos un sector que muestra dos velocidades, dos realidades: una en el sector hidrocarburos, que se presentó en el panel anterior, de la mano de Vaca Muerta, donde se observa un círculo virtuoso de producción, inversión y exportaciones que mejora la balanza comercial, y que mejora, en el mediano plazo, el autoabastecimiento energético. Eso tiene implicancias macroeconómicas positivas vía sustitución de importaciones, mejora en la balanza comercial, aunque –siempre hay un, pero– todavía quedan algunas preguntas sin resolver. En particular, cómo va a ser el funcionamiento de los precios de la energía, el precio del petróleo, y el precio en el mercado del gas una vez que terminen los contratos del plan Gas.

La contracara del sector de hidrocarburos es el sector eléctrico. El presidente del IAE marcó muy precisamente los riesgos del próximo verano, las alertas de CAMMESA y del gobierno con relación a insuficiencias en generación, que se suman a los problemas crónicos en transmisión y en distribución. No tenemos en claro cuál va a ser la forma en que se va a estructurar el mercado eléctrico, cuál va a ser el rol de CAMMESA, y hay una duda que quedó del panel anterior y que también afecta al sector eléctrico, que es cómo se van a financiar las inversiones en infraestructura de transmisión eléctrica que hoy no encuentra respuesta.

En tarifas seguimos con la segmentación de los consumidores, los entes reguladores están intervenidos, y la unificación de los entes de electricidad y gas que fue aprobada en la Ley de Bases, todavía no tiene novedades.

Los desafíos de la economía energética son amplios y para ayudar a entender la coyuntura y a pensar estos temas hemos convocado a tres de los mayores expertos en economía de la energía de la Argentina.

Nos acompaña Nicolás Gadano, que es licenciado en Economía de la Universidad de Buenos Aires, tiene un máster en Economía en la Universidad Torcuato di Tella, se especializó en Finanzas Públicas, Banca Pública y en Hidrocarburos. Tiene una larga trayectoria. Se desempeñó como subsecretario de Presupuesto de la Nación; fue economista senior de YPF, jefe de Gabinete del Ministerio de Economía y gerente general del Banco Central. Actualmente, es profesor de la Universidad Torcuato di Tella, donde fue director de la Maestría de Políticas Públicas, y es autor de numerosos artículos y varios libros; entre ellos, La historia del petróleo en Argentina.

Daniel Montamat, es economista contador y abogado. Doctor en Ciencias Económicas de la Universidad Católica, doctor en Derecho y Ciencias Sociales de la Universidad Nacional de Córdoba; tiene un máster en Economía en la Universidad de Michigan. Ejerce la docencia como profesor de posgrado en el CEARE y publicó varios libros, todos de referencia para los que seguimos la economía de la energía. Fue director de Gas del Estado, director y presidente de YPF y secretario de Energía de la Nación.

Finalmente, Adolfo Sánchez Zinny, ingeniero industrial de la UCA con posgrado en la Alta Dirección de Empresas de la IS de Barcelona. Integra la Comisión Directiva del Instituto Mosconi. Fue presidente y director general de Bolland, una empresa líder en servicios petroleros; también fue director y vicepresidente ejecutivo de YPF, presidente de Interpetrol y consultor de McKenzie y del Banco Mundial. Desempeñó también cargos directivos en empresas de las industrias automotriz, siderúrgica y petroquímica.

Adolfo, existe incertidumbre con respecto a la reglamentación de la modificación del artículo 6.º de la Ley de Hidrocarburos, con relación a cómo va a ser el precio interno del petróleo en la Argentina. Hoy, si miramos los números, estamos muy cerca del export parity, y hay casi unanimidad en la academia en que la paridad de exportación es el mejor precio para la economía, para transmitir incentivos a la inversión y al consumo.

¿Es sostenible en nuestro país mantener el export parity como valor de referencia para nuestros combustibles? Y, si no es así, ¿cómo evitamos que si el precio del petróleo, que es un commodity con alta volatilidad al alza o a la baja, vuelvan las presiones para volver a aplicar el concepto del “barril criollo”?

ASZ: Antes de contestar tu pregunta, quiero agradecer al IAE, a su Comisión Directiva, por haberme convocado a este panel. Realmente es un honor, por el nivel de grandes expertos y de las dos personas que me acompañan, amigos, así que voy a tratar de contestar haciendo una reflexión, mirándolo desde la óptica del potencial inversor petrolero que no está en la Argentina; o sea, voy a excluir a los expertos en mercados regulados, que fue una experiencia que no nos trajo buenos recuerdos.

Voy a hacer una reflexión sobre una publicidad que la mayoría de la gente que está acá, como son más jóvenes, no la habrán visto, que tenía por interlocutor a Vittorio Gassman. Vittorio Gassman salía por televisión y decía: “Yo probé todos los métodos”, en una clara alusión a su vida amorosa, y después aparecía la suela de goma Vibram. Era una locución de una propaganda de una suela de goma. ¿Por qué digo: “Yo probé todos los métodos”? Pues yo creo que, en la Argentina, la energía probó todos los métodos, y esto ha sido realmente, si lo miramos positivamente, un aprendizaje; si lo miramos negativamente, una gran pérdida de tiempo y una gran pérdida de plata. Entonces, yo creo que, si tomamos en cuenta ese aprendizaje, que requiere una actitud, que es la actitud del aprendiz en contra del sabelotudo podemos hacer una reflexión: a partir del aprendizaje estamos en condiciones de hacer propuestas sobre el precio.

En la Argentina, otra cosa que nos caracteriza es que somos grandes inventores. Inventamos cosas que tuvieron repercusión mundial, como la birome, pero también inventamos el “barril criollo”, que no tuvo repercusión mundial y nos fue mal con eso. Entonces, evidentemente, sobre la base de todos esos aprendizajes, lo que podemos decir es que no hay duda de que el export parity tiene que ser la forma de fijar el precio del crudo en Argentina. ¿Por qué? Porque, en definitiva, el precio del crudo tiene que formar parte de un marco regulatorio mucho más amplio, donde al inversor que viene de afuera no tengamos que explicarle, con varios GPS y un Google Maps, cómo se tiene que operar en Argentina, sino que ese señor tiene que saber que, con solamente ver el precio del crudo internacional, él va a poder saber cuánto se le va a pagar por el crudo acá. Adicionalmente, es evidente también que el precio del export parity es neutro para el productor. Por supuesto, no le saca el riesgo petrolero.

Muchos le quieren sacar la cola a la jeringa. O sea, al riesgo petrolero. Desde el inicio de la industria petrolera en la Argentina, ha sido algo que todo el mundo ha tratado de eludir, y es entendible. Ahora, hay dos conceptos que a mí me parecen muy importantes: la noción de riesgo y la noción de incertidumbre. No es lo mismo riesgo que incertidumbre. El riesgo petrolero lo tienen que asumir las empresas; la incertidumbre se la dan las reglas de juego cambiantes, la falta de consistencia en el tiempo. Si nosotros miramos la cantidad de cosas que hemos hecho, además del “barril criollo”, hemos privatizado YPF, la hemos vuelto a estatizar; hemos hecho contratos de una manera, los hemos hecho de otra manera; hemos cambiado leyes, hemos cambiado decretos.

Entonces, el que viene acá tiene que tener un experto, que generalmente es un abogado, que le explique y que después lo defienda cuando se arme algún despelote. Muchas empresas están montadas sobre equipos de abogados, y muchas veces vemos que las regulaciones que surgen son de abogados, y por eso después tienen los defectos que tienen. Entonces, claramente el export parity tiene que ser el precio de referencia.

¿Es sostenible el export parity? Si miramos para atrás, la historia nos condena porque hemos visto que, por más leyes y reglamentos que hagamos, viene otro y dice: “Esto no corre más”. Entonces, yo creo que es sostenible en la medida en que esté acompañado por otros mecanismos, en un marco regulatorio, para evitar excusas y que el lobby petrolero, que tiene una gran fuerza, no basada solamente en la habilidad que tienen los lobistas, sino en la enorme espada de Damocles que significa suspender la actividad. Hacía poco tiempo que habíamos sido designados en YPF y nos llamó el presidente Alfonsín. Había una huelga de petroleros con el secretario general de sindicato, Diego Ibáñez, que no se definía como anarcocapitalista, pero sí se definía como anarco. Nos llamó Alfonsín, estaba el ministro Terragno y otros, y nos dijeron: “¿Qué van a hacer?”. Diego Ibáñez decía que iba a parar todo, y que, en tres días, la Argentina se quedaba sin abastecimiento y sin nafta. Teníamos muchos años menos, más pelo, pero menos experiencia, le dijimos al presidente: “creo que acá no se puede ceder”. El sindicato pedía como un 60 % de aumento de salarios, un disparate. Ya en esa época pedían cualquier cosa para después acostumbrarse con un 10 o un 15 %. Alfonsín, que habla de las bondades de tener un presidente, nos dijo: “si ustedes creen que esto lo pueden arreglar, arréglenlo”. Finalmente, lo

arreglamos y el país no se quedó sin nafta, pero esa amenaza la vimos repetidamente en todos estos años, el sindicato diciendo: “paro o no paro”.

Me parece que lo que hay que sostener son reglas de juego de nivel internacional si queremos tener un país que se inserte en el mundo. Escuché con mucha atención los proyectos que mencionaron en el panel anterior, pero nos falta, por lo menos, la mitad de la inversión que necesita la Argentina para poder desarrollar el mercado convencional, no convencional, el off-shore y toda la infraestructura. Yo creo que nos quedamos cortos si decimos que se necesitan, por lo menos, 30.000 o más millones de dólares por año. Yo creo que, con toda la furia, se pueden invertir hoy 10 o 12.000 mil millones de dólares, con lo cual, evidentemente, y eso que no estoy hablando de toda la infraestructura, de las plantas etc. Si hacemos las cosas bien y ponemos un marco de referencia, iniciando con el precio internacional del crudo, con el export parity, yo creo que el mundo va a entender que la Argentina está en camino de convertirse seriamente en un jugador internacional en hidrocarburos. Gracias.

AE: Nicolas, te llevo al mercado del gas. Hoy los precios del gas están enmarcados por los contratos del plan Gas.ar hasta el 2028. En el 2026, seguramente, comenzarán las conversaciones para ver si se renuevan o cómo se estructuran, qué mundo hay después el final de esos contratos. ¿Cuál sería la estructura más conveniente para nuestro país en relación al mercado de gas natural? ¿Cómo desarrollamos un mercado de gas competitivo? ¿Podemos aspirar a un mercado de gas competitivo, con precios internos que reflejen el crecimiento de la productividad de VM?

NG: El tema del mercado del gas es muy importante. Yo creo que nosotros hablamos con mucho entusiasmo que comparto. Además, soy economista. Se hablaba en el panel anterior de cómo este sector, cómo el upstream argentino, de la mano de Vaca Muerta, va a convertirse en un aportante de divisas ya este año, y con una perspectiva enorme, es decir, con un aporte a la macroeconomía de 30.000 millones dólares de exportaciones. Es una gran noticia, pero son objetivos macroeconómicos, no son objetivos de la política energética.

A veces, me pregunto qué le va a dar Vaca Muerta a la Argentina en términos de objetivos de la política energética; por ejemplo, si puede bajar el costo de la energía en el mercado interno. Pero no bajarlo porque viene alguien y dice: “Vamos a bajar los precios, vamos a meter subsidios, vamos a descapitalizar al sector”. Un desastre, que parece muy lindo en el corto plazo, pero genera un grave problema algunos años después.

Creo que, si tenemos un recurso como se ha dicho, de escala, de clase mundial; si nos comparamos con Estados Unidos, ¿por qué no podemos apostar a tener costos de la energía, siendo el gas nuestro principal combustible en el consumo primario de energía, parecidos a los de Estados Unidos, por ejemplo, que hoy son más bajos que los nuestros?

Y ese si es un objetivo que, naturalmente, no es excluyente con que tengamos exportaciones crecientes, principalmente de petróleo, pero, eventualmente, también de gas, a países vecinos, incluso al GNL. De hecho, ampliar la escala de la producción de gas en la Argentina debería también redundar en que podamos tener precios competitivos del gas, más bajos, más

atractivos para todos nuestros consumidores: para los hogares, para las empresas, para el transporte, para la generación eléctrica, en el marco de lo que vayamos viendo como diagonal de nuestra transición y de nuestra transformación del sistema eléctrico.

Para mí hoy, que estamos saliendo lentamente de toda la distorsión de los precios relativos que acumulamos durante años, podemos empezar a levantar la cabeza con este recurso tan valioso que tenemos, pensar también esas cosas y decir cómo le vamos a dar a la economía argentina precios de la energía estructuralmente más bajos.

Aquí comienza la discusión del mercado del gas y del precio del gas, que es muy delicada. Se mencionaba la reglamentación del artículo 6º de la ley 17.319 modificado por la ley de Bases. Creo que es un tema muy importante en el cambio de la Ley de Hidrocarburos, porque se ha pensado mucho en términos del mercado petrolero, en donde comparto que deberíamos fijar el precio en las paridades de exportación, sino que deberíamos apostar a un mercado competitivo del cual van a surgir precios vinculados al mercado internacional. Vamos a ser exportadores de crudo; por lo tanto, en el crudo, que es un commodity, se van a levantar todo tipo de restricciones que tenemos hoy.

El mercado del gas es distinto, es muy distinto. No tenemos un mercado competitivo del gas en la Argentina. De hecho, no hay un mercado plenamente competitivo del gas en el mundo, y eso se ve cuando nos fijamos en los precios en Europa o en Japón, y cuáles son los precios en Estados Unidos. Evidentemente, hay comercio internacional del gas, hay GNL, pero no es como en el crudo.

Entonces, me preocupa que esa reglamentación que creo que tendría que ser muy ambiciosa en términos de mandar al crudo y derivados a la pura competencia, eventualmente, con algo que prevea si hay disrupciones muy fuertes en el mercado internacional, pero, en el gas, no podemos tener hoy precios de la competencia. De hecho, todos los gobiernos han intervenido sobre el precio del gas. Se mencionó el plan Gas, que viene desde el plan Gas de Axel Kicillof, ministro de Economía de Cristina Kirchner, de la Resolución 46 del ministro Aranguren en el gobierno de Cambiemos, se acaba de fijar el precio mayorista del gas. El Estado tiene que tener herramientas, aun cuando vaya hacia un mercado competitivo, pero vamos a tener que ir avanzando, y cierro con lo del plan Gas.

Veníamos de una estructura muy importadora, un peso creciente de las importaciones caras de GNL. Entonces, así como 7,5, u\$s/Mbtu, ¿se acuerdan?, del plan Gas 1, parecía un buen precio, y, de hecho, fue una medida correcta. Alguna vez mencioné que la primera consecuencia de la expropiación de YPF fue que el gobierno kirchnerista le creyó a la industria que necesitaba un mejor precio para desarrollar los recursos del gas en Vaca Muerta, y aparecen en 2013 los 7,5 u\$s/Mbtu que, si se compara contra la importación en ese momento, era win-win, vamos a producir en vez de pagar 14 o 15 u\$s/Mbtu.

Después vino la Resolución 46, con una secuencia, 7,5, 7, un sendero que quedó alto porque el mercado del gas empezó a mostrar precios, no en el invierno, pero en otros momentos

del año, mucho más bajos. Creo que nos va a pasar, afortunadamente, algo parecido, que es que los precios del plan Gas actual, que hay que respetar, son contratos y hay que cuidar mucho eso, por ahí cuando este plan se hizo, estuvieron muy bien, nos dieron un panorama de abastecimiento correcto y de certeza, certidumbre, a productores y también a consumidores.

Hacia adelante, me parece que, en el margen y con mecanismos competitivos que se irán metiendo en el mercado del gas y de la generación eléctrica, podemos aspirar a que esos precios, el precio medio del gas en la Argentina, vaya bajando, en un contexto de expansión de la industria.

AE: Daniel, te llevo al sector eléctrico. Falta generación y tenemos un mercado intervenido hace más de 20 años, con una CAMMESA haciendo cosas que la ley no prevé: compra combustibles, es contraparte en los contratos, etcétera. ¿Cómo podemos reordenar el mercado eléctrico? ¿Es posible volver a la receta de los 90, volver al mecanismo de mercado que prevé hoy la Ley de Electricidad vigente? ¿Es posible volver al mercado de los 90?

DM: El sector eléctrico es el agujero negro de estos años de populismo energético. No está intervenido, lo destruyeron. Parto del final: ¿podemos volver al mercado eléctrico de los 90? Y ahí me acuerdo de Heráclito, un presocrático: “Nadie se baña dos veces en el mismo río”. A veces, eso se toma como metáfora del devenir, del cambio permanente, pero también es una metáfora de que todo cambio tiene características que lo hacen único, singularidades irrepetibles.

Los 90 tuvieron ciertas características que son irreproducibles en el contexto actual. Yo les recuerdo que se venía de una industria, lo dijo Jorge en la reflexión inicial, donde el capital era capital del Estado, las empresas eran del Estado, el sistema estaba integrado. La ley 24.065 de marco regulatorio eléctrico, planteó la desintegración del sistema, es decir, cambio, desregulación del mercado.

Conjuntamente, se inició un proceso de privatización de todas las empresas del Estado, acuérdense también que estábamos con un peso igual a un dólar. Entonces, son circunstancias irrepetibles. Pero ¿qué hay que tomar de los 90? Se organizó un mercado eléctrico, se dió un proceso de organización industrial del mercado con características básicas en esta segmentación: mercado mayorista, transporte y distribución; un mercado mayorista donde se tendía a un precio de electricidad mayorista único, determinado por costos marginales, con un despacho eléctrico que también era, en su faz física, marginalista. Había, acuérdense, un precio estacional que tendría que ir para arriba o para abajo para que el fondo ese pudiera acumular y desaccumular, y que la señal de precio al consumidor final no variara tanto.

El transporte se había privatizado y había obligación de operarlo, pero no de hacer nuevas inversiones, y en el segmento de distribución, había tarifas que recuperaban los costos operativos, los de inversión, y un control de calidad del servicio con indicadores de calidad del servicio, que, si no se respetaban, generaban sanciones por la energía no suministrada. Yo me

acuerdo de que, cuando heredé ese sistema como secretario de Energía, el sistema estaba operando, estaba funcionando.

Estaba la convertibilidad, el uno a uno, también detrás. Pero advertía ciertas cuestiones que eran perfectibles. Por ejemplo, creo que se llegaba tarde con las señales para la nueva inversión en transporte eléctrico, y por eso surgió el Plan Federal de Transporte Eléctrico. Los cargos de congestión no llegaban a tiempo para financiar el sistema. No se estaba contractualizando el mercado aguas abajo, y eso dificultaba la contractualización aguas arriba, entre generadores y productores de gas. En estos controles de calidad del servicio, número de interrupciones, interrupciones por semestre y duración de las interrupciones, no había un benchmarking entre las distintas distribuidoras del país, y faltaba que todo esto se organizara en un sistema de planificación estratégica. En la Argentina siempre estamos con las disyuntivas dicotómicas, ¿no? Era mercado o planificación estratégica, y, en realidad, los mercados operan eficientemente cuando hay un Estado que hace la debida planificación estratégica. Esas son las experiencias de desarrollo exitoso que hay en el mundo.

A esto no se puede volver, pero sí hay que tomar este desafío. Hay que ir a un proceso de reorganización industrial del mercado eléctrico en la Argentina. Lo han destruido, y pasa por tres palabras esta reorganización.

Primera palabra: rumbo. Hay que tener claro el rumbo. Hay un artículo en la Ley Bases que habla de una serie de principios para el mercado eléctrico, pero son principios generales, son expresiones de deseos. Yo creo que hay que establecer como rumbo claro que tenemos que ir a un mercado eléctrico competitivo y que sea eficiente en costos, donde se recuperen los costos económicos del sistema, pero donde haya competencia que permita ir bajando esos costos económicos. Nicolás me dijo que va a haber gas también para las generadoras eléctricas, ese gas va a tener que tener precios más bajos si hacemos todo este desarrollo intensivo del gas natural, y el gas ese va a ser de nuevo el que va a fijar el costo marginal en ese sistema. Bueno, ese rumbo hay que tenerlo absolutamente en claro, porque tenemos un mercado totalmente intervenido.

Entonces, para llegar a ese objetivo, a ese rumbo, vamos a tener que ir permitiendo que franjas de la demanda vuelvan a negociar libremente su abastecimiento, empezando por los grandes usuarios. Hay que respetar los PPA, los contratos de compra de energía, que no se pueden romper, pero sí se pueden novar. Entonces, hay que ir viendo si se transfieren estos PPA a algunas distribuidoras. Hay que ir abriendo el mercado a las reglas, por ejemplo, del MATER para nuevos emprendimientos. En esto, hay que desregular. No puede ser que haya alguien que quiera hacer un nuevo emprendimiento y le digan: "No, esta energía no entra en este esquema...". No, no. Todo esto hay que romperlo para que vuelva a haber, en el mercado, flujos de demanda y de oferta que interactúen.

Segunda palabra: precios. Han destruido las señales de precios en el mercado eléctrico. Entonces, yo creo que hay que ir a un precio mayorista único. No vamos poder volver al marginalismo por todos estos contratos que se novan, que se van a entregar a algunas distribuidoras y porque existe un pool de energía y un pool de precios. Yo creo que vamos a tener

que ir hacia un sistema de costos medios totales, que remuneren la potencia y que remuneren la energía variable. Va a haber que guiarse, mantenerse con la señal de que ese costo medio total puede ir bajando.

En las tarifas de transporte y distribución, perdónenme, hay un estudio de Fernando Navajas y colegas de la Universidad de La Plata de mitad de este año, sobre datos empíricos. Probaban baja correlación entre el nivel de ingreso y los consumos energéticos, por todas estas barreras de consumo que tenemos en el sector residencial, y que esa correlación era más baja cuando se entraba en el tema de las categorías segmentadas de ingreso: el N1, el N2. Hay que terminar con esto que ha sido un bodrio.

Precio mayorista de electricidad único; tarifas que recuperen costos, eliminando toda esta segmentación, cosas hay que terminarlas y volver a una tarifa social focalizada en aquellos que realmente la necesitan.

Termino con esto: instituciones, la tercera palabrita. Después te dejo transporte, pero instituciones. CAMMESA se ha transformado en una caja negra y los entes reguladores desaparecieron, están intervenidos, pasaron a ser un organismo del poder político. No se dio la captura del regulador por las empresas, sino que al regulador lo captó la política, la mala política, con lo cual yo creo que CAMMESA tiene que volver a sus funciones originales de despacho económico del sistema, y a las transacciones económicas del sistema. Despacho físico, que se podría reunir con el despacho físico del gas natural, porque el artículo 162 de la Ley Bases dice que va a haber un ente unificado de gas y electricidad, y yo estoy de acuerdo con eso, creo que hay que fundarlo, hay que ir a eso.

Los electrones cada vez tienen más que ver con las moléculas. Entonces, me parece que hay que ir a ese sistema. Esto involucra al ENRE, que se estaría fusionando con el ENARGAS.

Me parece que, con rumbo, estas señales de precios como las he planteado y estas instituciones recreadas, podemos replantearnos una reorganización industrial del mercado. Dejo para más adelante el tema de las inversiones, de dónde van a salir.

AE: Me quedan dos preguntas y poco tiempo, así que me gustaría seguir con el tema que mencionó Daniel, el tema tarifario.

Nicolás. ¿Alcanza con la segmentación, así como está, para que el gobierno alcance la reducción de los subsidios prevista en el presupuesto? La segunda es: ¿cómo imaginas el funcionamiento de este ente único que prevé la ley Bases?

NG: Con respecto a las tarifas, necesito decir que el esfuerzo que se ha hecho este año, de corrección de las distorsiones enormes de los precios y tarifas de la energía, es muy importante porque es algo muy costoso, es algo muy complejo. Siempre desde afuera uno puede decir: "Esto me parece que lo hiciste mal, porque, en realidad, yo hubiera agarrado los N2...", miles de cosas. Pero sabemos también, por la experiencia de Cambiemos, lo fácil que es la

decisión populista, demagógica, de retrasar, congelar tarifas con alta inflación, y lo difícil que es después explicarle a la población que hay que levantar esos precios, porque tienen un impacto enorme. Nosotros medimos, desde la consultora Empiria, en el AMBA, el peso de los servicios en la canasta de consumo de la gente, de los hogares. Se triplicó, si sumamos, además, agua y transporte, y eso es real. Entonces, primero hay que decir que ha sido un esfuerzo enorme. El gobierno se plantea seguir el año próximo, como vos dijiste, con un ajuste adicional de medio punto del PBI.

He leído, en los últimos días, que habría una idea de terminar con la segmentación. Yo estoy de acuerdo, como dice Daniel, creo que habría que terminar con la segmentación, que habría que terminar con las categorías R, que en algún momento se hicieron como si hubiera un proxy entre nivel de consumo y nivel de ingreso, que no es real, y usar la herramienta adecuada, que es la tarifa social, en el marco de una política social que asegure cierto umbral de energía a los hogares, con las dificultades que tiene eso de identificación, pero esa herramienta ya está, está funcionando hace tiempo, así que me parece que ese es el camino como para mantener, dentro del gasto presupuestario, ciertos recursos orientados a proteger el consumo de energía de los hogares más vulnerables, pero terminar con el derroche que ha habido en los subsidios, y, además, dar las señales correctas en términos de precios de la energía, que la gente pueda tener más claro cómo es una factura de energía, cuánto es el cargo fijo, cuánto es el cargo variable. Creo, afortunadamente, que vamos en ese camino.

Me parece que las autoridades de Energía, el secretario anterior, tenía algunas ideas demasiado ambiciosas, quizás, y demasiado poco prácticas.

Me parece que quienes están ahora al frente de Energía son más prudentes en ese sentido y van a poder ir llevando esto hacia esos objetivos.

Con respecto a los entes, hago un comentario. Estoy de acuerdo en que hay que unificar, pero me parece que hay un problema de fondo más complicado, y ahí podemos entrar en discusión con las provincias. Fíjense que nosotros hablamos de unificar el ENARGAS y el ENRE. El ENARGAS, tiene jurisdicción, todos sabemos, nacional. Regula toda la distribución, en todas las distribuidoras, en todo el país.

El ENRE es una cosa extraña que regula el AMBA, y eso viene herencia, de cuando en su momento, en los 90, Gas del Estado estaba en todo el país. La distribución eléctrica era distinta y quedó esto, que a mí nadie me ha podido explicar cuál es la lógica regulatoria de que en gas tengamos un ente nacional que regula todo el país, y en electricidad, algo distinto. Pero, además, por la transferencia de la Ciudad de Buenos Aires, quedó como en otros temas, como en AySA, como en los ferrocarriles, el problema de un ente nacional regulando algo que, si tomamos como es hoy el sistema, debería ser una regulación conjunta de la Ciudad y la provincia de Buenos Aires.

Ahora, yo creo que es bueno, y más pensando en la transición energética y en desafíos importantísimos como, por ejemplo, la electrificación de los hogares. Cuando uno ve cualquier proyección de escenarios del Net Zero, de la Agencia Internacional de la Energía, uno ve que las

viviendas van hacia la electricidad. Tenemos que renovar, prorrogar las licencias de las distribuidoras de gas por 20 años por el cambio en la Ley Bases. Bueno, ahí va a haber que levantar la mirada y decir: “¿Qué nos imaginamos para dentro de 20, 25 años, con el suministro de energía a los hogares?”.

Y ahí es muy importante que haya una agencia única, un ente único, que esté mirando, regulando y controlando simultáneamente gas y electricidad. Ahora, yo quisiera que eso sean facultades de una agencia o de un ente federal, no de cada provincia. Las provincias hoy tienen facultades de regulación sobre sus distribuidoras eléctricas. Bueno, ahí tenemos una discusión más de fondo, más difícil, que el simple anuncio de decir: “Vamos a unificar el ENRE y el ENARGAS”, que parece casi hasta una medida presupuestaria, para ahorrar plata. No es ese el tema, no ese es el tema. Creo que hay una discusión de fondo, importante, y ni te digo si, además, le agregás otro tema, que es el despacho conjunto del sistema de gas y el sistema eléctrico, que ya no serían, creo, los mismos entes.

Aparece una dimensión entre las facultades nacionales y las facultades provinciales que, en todo el sistema energético, son un tema que venimos manejando en una diagonal, incluso en hidrocarburos, en donde la nación tiene responsabilidades muy importantes en la política energética. De hecho, si hay un problema, ojalá que no, en el abastecimiento en el verano, eso se le va a reclamar al gobierno nacional, con razón. El desafío de la transición, los compromisos internacionales que haga la Argentina, van a ser nacionales, federales, el gobierno nacional con las provincias, pero el gobierno federal, el gobierno nacional, tiene que tener las herramientas legales, regulatorias y de ejecución de la política pública para llevar adelante esas responsabilidades.

Son temas que habrá que discutir en el Congreso, quizás, en algunos escenarios más calmos que los actuales, para ver qué facultades mantiene el gobierno federal y qué facultades mantienen las provincias.

AE: Adolfo, volvamos a Vaca Muerta. Si vemos las inversiones de los últimos dos años, en promedio fueron poco más de 10.000 millones de dólares por año, Para desarrollar el potencial de Vaca Muerta, por lo menos, vamos a necesitar el doble. ¿Alcanza el RIGI para atraer inversiones? Y, si tenés, un comentario sobre la venta de los activos de Exxon a Pluspetrol.

ASZ: Sí, de ExxonMobil. A ver, por sí o por no, yo creo que no. No alcanza, la industria que está trabajando en la Argentina no alcanza por si sola para cubrir, como decíamos antes, las inversiones necesarias en el upstream, midstream, downstream. Estamos hablando del 30 % de Vaca Muerta, porque lo que se está explotando hoy, lo que se está desarrollando, es el 30 %, con lo cual, si solo lo potenciáramos con el 100 % y, además, le agregáramos el off-shore, encontramos un tema muy interesante, que es una oportunidad, que yo creo que no depende solamente de las empresas.

Hemos visto el esfuerzo que están haciendo las empresas, muy bueno, coordinándose entre ellas. Ahí hay un rol del Estado porque yo creo que, si miramos las 20 empresas petroleras

más importantes del mundo, solamente tres o cuatro están operando en la Argentina y tres se fueron: Sinopec (China), por la presión insostenible que tuvo en Vaca Muerta; Petrobras, y ahora, Exxon.

Entonces, yo creo que la pregunta es si la Argentina está dando la oportunidad para que empresas de ese calibre se instalen. Recuerdo, en épocas de un anterior presidente, el presidente Macri, cuando vino el presidente del grupo ExxonMobil y Macri le preguntó qué necesitaba, él le dijo dos cosas: uno, acceso a las divisas, y dos, poder repatriar dividendos.

No le habló del sindicato, no le habló de ninguna regulación. Entonces, evidentemente, si miramos la decisión que tomó Exxon hoy, esas dos condiciones todavía no están dadas, y, además, es un yacimiento de clase mundial el que está abandonando. ¿Y quién compra? Porque, sin ser peyorativo respecto de la industria nacional, se va una espalda de millas de ancho y entra una de centímetros. Eso me parece que también es muy importante mencionar. Lo mismo pasó con Sinopec: cuando se va Sinopec, entra CGC. Entonces, lo que estamos viendo es una especie de, no diría downgrading, pero sí falta de interés de los grandes grupos internacionales en entrar en la Argentina. Si nosotros decimos que Vaca Muerta es la segunda reserva en gas y la cuarta en petróleo mundial, evidentemente, hay algo que no funciona. Es decir, estando el activo, no están los interesados.

De nuevo, volvemos al tema de los expertos en mercados regulados. Creo que tenemos que salirnos de ese esquema que, en definitiva, es no buscar la competencia. Yo creo que ese es un rol del Estado, buscar la competencia.

Obviamente, ¿cómo le vas a decir una empresa que compita más? Tenés que darle el contexto para que esté obligada, porque por si sola es más fácil no competir.

PANEL 3: ACCIONES PARA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Expositores:

- **Gustavo Anbinder (GA) – Genneia.**
- **Jorge Lemos (JLe) – Grupo ENEL.**
- **Jimena Latorre (JLa) – Ministra de Energía y Ambiente, provincia de Mendoza.**
- **Moderador: Julián Rojo – IAE**

JR: Estamos un poco cortos de tiempo, pero, obviamente es muy importante escuchar la opinión de los expositores sobre un tema que parece ser que está perdiendo interés en el debate público, que es la transición energética.

En este panel nos acompañan Jimena Latorre, Jorge Lemos y Gustavo Anbinder. Jimena es ministra de Energía y Ambiente de la provincia de Mendoza, fue diputada nacional y fue presidenta del Ente Regulador Eléctrico de la Provincia, con lo cual es una voz super autorizada para hablar de este tema que, insisto, está perdiendo cada vez más posiciones en el debate público, la transición energética. Jorge Lemos es jefe de regulación de Edesur, también es director de CAMMESA, por ahora, y tiene amplia experiencia, obviamente, en el sector eléctrico; en particular, en el sector regulado, en transporte y distribución. Gustavo Anbinder es director de Negocios y Desarrollo de Genneia, también con una amplia experiencia en la industria energética.

Como les comentaba, la transición energética y las acciones para llegar a un mundo con emisiones cero parecen ser una utopía y cada vez se está perdiendo más interés en el debate público. En este contexto, les quería preguntar a los panelistas para empezar ya, sin demasiado preámbulo, cuál es la visión que tienen acerca de la transición energética y cuáles son las tendencias que están observando en el mundo y en la discusión pública, en las instituciones que se dedican a debatir esto. Jimena, ¿quieres empezar?

JLa: Muchas gracias al Instituto por convocarme cada año y en cada evento para aprender y para ser parte de estos debates tan enriquecedores.

Tengo la mala noticia, Julián, de que voy a contradecirte. No es el menos debatido el tema de la transición energética. Creo que es el que nos convoca y, en particular, en el caso de Mendoza, es el que estructura toda la planificación del ministerio que tengo a mi cargo, que no azarosamente es un ministerio de Energía; dentro de energía, hidrocarburos y minería, y una Dirección de Transición Energética, por primera vez después de mucho tiempo, y Ambiente. Entonces, la transición energética es, por varias acciones concretas, tanto del sector público como, sobre todo, también del sector privado, que les voy a referir ahora, una política en la que se está trabajando, sobre lo que estamos discutiendo y en lo que sector privado está haciendo foco y está invirtiendo.

¿Por qué digo esto? Mendoza, como ya mencionó Pablo Magistocchi, presidente de nuestra empresa provincial, y ya han referido en los paneles anteriores, es conocida por ser una provincia con larga trayectoria en materia de desarrollo de la industria hidrocarburífera, pero actualmente también, a esa industria que no abandonamos y en la que seguimos buscando oportunidades, tanto en el convencional como en el no convencional, le sumamos un gran crecimiento en su potencial de las energías renovables, particularmente la energía solar fotovoltaica, sin pasar por alto el papel importantísimo que ha tenido y seguirá teniendo la energía hidroeléctrica en nuestra provincia. Entonces, si a esto también le sumamos el rol de la minería en la transición energética y el potencial en materia de minería de la provincia de Mendoza, creo que se cierra todo un ciclo, además de las cadenas de valor completas, como, por ejemplo, en el caso de los hidrocarburos.

Mendoza está atravesada por un oleoducto, y un gasoducto. El gasoducto GasAndes y el oleoducto de Puesto Hernández, que le ha hecho mucho sentido a gran parte de las inversiones que se han podido viabilizar en Vaca Muerta y que conduce ese flujo a la refinería de YPF en Luján de Cuyo, que es la segunda más grande del país.

Hay un cierre de ese ciclo en el que estamos trabajando.

Hay algunos espacios sobre los que tenemos que hacer foco con mayor detalle, como, por ejemplo, en toda la infraestructura de transporte. Cuando nos referimos a energía eléctrica, toda la infraestructura de transporte de energía eléctrica que, ha sido una de las más damnificadas por el populismo y la desinversión de décadas en nuestro país. Eso nos lleva a que, si hoy realmente queremos ser serios en una política de transición energética, tengamos que recuperar ese tiempo y esa inversión perdida, y tengamos que hacer foco en viabilizar esas inversiones para poder evacuar y despachar todo ese gran potencial, que deja de ser un potencial y pasa a ser una realidad con las inversiones concretas que el sector privado está realizando en la provincia de Mendoza en materia de generación fotovoltaica.

Hablaba Pablo del proyecto de YPF Luz. Ese, si bien nos enorgullece porque es uno de los más grandes y es el primero de tamaño RIGI que entró, es parte de otros proyectos también solares fotovoltaicos, como el de Aconcagua, como el de Genneia, como el del empresario mendocino Tassaroli, un empresario local. La provincia de Mendoza, en los próximos dos años, va a sumar 720 MW de potencia, que es similar, y disculpen por las comparaciones, a la capacidad instalada en la provincia de San Juan que es una provincia que hoy lidera en materia de generación solar. En poco tiempo vamos a incorporar lo mismo que ha sumado esa provincia en los últimos 15 años. Eso requiere, sin duda, infraestructura, entonces también estamos en ese segmento, enfocándonos para poder generar esas condiciones, con una línea de alta tensión, Cruz de Piedra – Gran Mendoza, que hemos inaugurado hace muy poco.

Veo acá a la presidenta del EPRE de Mendoza, que también nos está acompañando, Andrea Molina, y vamos a ejecutar cuatro líneas más de transporte, que va a licitar la provincia de Mendoza con los fondos del resarcimiento por los daños de la promoción industrial que cobró la provincia. Terminó de cobrarlos hace muy poco y eso se va a aplicar a obras de infraestructura

en materia de energía y en materia de agua. Entonces, hay toda una política que estructura esta transición energética, que para nosotros es muy importante.

JR: Mencionaste el papel de la minería. Mendoza tiene un potencial importante. Te quería preguntar qué papel va a jugar en el futuro y qué puede aportar al país en cuanto a la provisión de minerales críticos.

JLa: En cuanto a qué puede aportar, tomo un concepto que decían antes, sobre la diferencia entre lo que aporte, por ejemplo, Vaca Muerta en materia de macroeconomía y lo que aporte a la balanza energética.

Estuvo muy buena esa diferenciación porque, si nosotros vamos a la materia de minería, ese gran potencial que tienen Mendoza y San Juan, y la Argentina en su conjunto, sería ilógico pensar que nosotros vamos a generar nuestra transición energética a partir de los minerales que nosotros mismos produzcamos, por lo que significan, en cuanto a montos, a riesgo y a tiempo, la inversión minera y la producción a partir de esa inversión en minería, pero sí, sin duda, necesitamos, para esa transición energética, para electrificar nuestras ciudades, para ponernos al día con las obras en las que estamos atrasados, para toda esa infraestructura, para modernizar y cambiar nuestro parque móvil y electrificar también nuestra movilidad, necesitamos una reactivación económica que, sin duda, puede venir de la mano de esa gran ventana de oportunidad que se genera, sobre todo, en las provincias andinas, que tienen este potencial en los minerales críticos, respecto de los cuales hay una gran demanda a nivel mundial para la transición energética, como por ejemplo, el cobre.

Las cinco fajas del cinturón del Pacífico ingresan en la cordillera, en la provincia de Mendoza. En particular, la semana que viene estamos aprobando en la Legislatura 34 declaraciones de impacto ambiental para iniciar la actividad de exploración minera. Esto mismo que nos pasa, si hacemos una analogía burda con los hidrocarburos, del tiempo perdido, de lo que significa en falta de certificación de reservas, el no haber explorado durante tanto tiempo, también nos pasa en materia de minería. El no haber explorado, durante los últimos 20 años, en la provincia de Mendoza, este gran potencial que tiene, sin perjuicio de que ahora estamos redoblando la apuesta con una política de promoción agresiva, saliendo a generar ese volumen que, luego, por la actividad propia, va decantando y lleva a inversiones que puedan viabilizar proyectos. Estamos convencidos de que ese es un gran aporte que puede significar la llave para seguir caminando en la transición energética, no tan solo para la provincia de Mendoza, sino también para la Argentina.

JR: Gustavo, te hago la misma pregunta general y, después, una pregunta un poquito más particular. ¿Cómo ves lo que está haciendo el mundo con la transición energética? ¿Cuáles creés que son las tendencias? ¿Cuáles son las acciones concretas que creés que está haciendo la Argentina?

GA: La transición energética significa, en definitiva, elegir fuentes de abastecimiento de energía bajas en emisiones. Ya no es una tendencia, ya está permeando prácticamente en todas

las actividades que nosotros hacemos a nivel diario. Parte de la conciencia social de que el sector energético, que ha sido uno de los grandes contribuyentes a las emisiones medioambientales y responsable, en parte, del cambio climático, es algo que debe ir cambiando en el tiempo en la medida que se pueda.

La guerra de Ucrania demostró algo también. Demostró que, cuando la sociedad tiene que elegir, primero, la seguridad y abastecimiento; después, la conciencia social, pero hay una transición, hay oportunidades de ir cambiando ese rumbo, y, prácticamente, es el consumidor el que más exigente está hoy en día, tratando de, si se quiere, privilegiar aquellos productos que están producidos con baja huella de carbono. Eso, en definitiva, empuja toda la cadena de producción. Está yendo hacia las industrias, pidiéndoles una reducción de su huella en los productos; las industrias, a su vez, lo revierten en sus proveedores, con lo cual la transición energética hoy ya no es una tendencia, es simplemente acción de todos los días.

Lo vemos concretamente en la Argentina. Nosotros estamos trabajando prácticamente con todas las industrias que llaman hard-to- abate, con los planes de descarbonización. En definitiva, la palabra “descarbonización” es la que más he escuchado este año en todos los eventos de todas las ramas industriales a los que he ido. Hablemos de la minería, hablemos del acero, hablamos del cemento, hablamos de la industria automotriz, del consumo masivo: la palabra que más se escucha en esos eventos es la descarbonización. Cada uno, obviamente, tiene sus planes. Por un lado, tratar de electrificar cada vez más sus procesos productivos: lo estamos viendo en la industria de oil and gas.

Estamos proveyendo a compañías en Vaca Muerta, donde están consumiendo el 100 % de energía de origen renovable, a medida que van introduciendo electrobombas y electrocompresores para la extracción de petróleo. Lo estamos viendo en la industria del acero con la incorporación de los hornos eléctricos, con las iniciativas que se están probando a lo largo del mundo de alimentar los proyectos de reducción con hidrógeno verde. Lo estamos viendo en la industria del cemento. Lo estamos viendo en la industria automotriz, sobre todo porque los consumidores lo están exigiendo mucho. Además, lo estamos viendo en los mercados porque, en definitiva, el incentivo principal es comercial, no solo conciencia climática. Las barreras paraarancelarias, que ya están funcionando en los mercados de Europa y Estados Unidos, lo que hacen, en definitiva, es privilegiar aquellos productos que tienen menor huella de carbono, y a los que no están dentro del estándar, dejarlos fuera de la competencia. Entonces, todas las empresas que piensan en exportar están con procesos para bajar su huella de carbono, para descarbonizarse y no perder mercados de exportación, que son tan importantes para su canasta.

JR: Jorge, te hago también la misma pregunta general, y, en particular, quiero llevarte un poquito a la infraestructura, la necesidad de infraestructura que se deriva de un proceso de transición energética. Entonces, primero, quiero preguntarte cuál es tu visión acerca de lo que hace el mundo, cuáles son las tendencias que estás observando, y cuáles son las limitaciones en la infraestructura que ves particularmente acá, en la Argentina, si es que existen.

JLe: Bueno, primero, dar las gracias al Instituto, siempre tan importante, tan rector y tan querido para los que estamos y para toda la industria, así que empezamos por dejar en claro las gracias por participar.

La pregunta: Me pasó con todas las charlas que fui escuchando, porque cada uno de los puntos que se atienden o cada uno de los comentarios da como para el debate, para profundizar. Hay que ir un poco más rápido. Coincido con lo que acaba de decir Gustavo. En general, lo que pasó fue que se empezó a hablar de la transformación, de la descarbonización, como un efecto casi voluntarista, como algo que había que empujar, algo que hay que imponer. La realidad hoy es que las tecnologías fueron avanzando, los costos se fueron acomodando, las necesidades de los mercados van creciendo, y eso lleva a que no tenga que ser algo explícito, no tenga que ser algo obligado. Me acuerdo, cuando estaba en la facultad, hace muchísimos años, nos hablaban de que hay que darles algún incentivo a las unidades renovables para que se puedan establecer porque no pueden competir, están fuera de competencia. Hoy, la realidad es que, si uno suelta el mercado o deja las señales abiertas, notablemente se va a ir hacia lo renovable: por un lado, porque la instalación es más económica, más práctica. Como contaba Jimena también de lo que es Mendoza, la necesidad te lleva por ese lado, la velocidad te lleva por ese lado. Después, quienes consumen, también.

La ventaja con los panelistas anteriores, que tenían que hablar exactamente de la regulación o de precios, es que estamos en un tema más lírico. Cuando uno habla de la transformación y la cara al futuro, a mí me tocó trabajar de cerca en tres estudios de análisis a largo plazo, en tres momentos distintos de mi formación y en tres momentos distintos del país: en el 2012; en el 2015, y en el 2022. Los dos últimos los hizo ENEL y los hizo a nivel mundial. Entre los tres estudios, la coincidencia era mirar 50 años adelante, y siempre te queda que, por definición, el futuro es incierto, hay muchas cuestiones que se proyectan y se entiende que alguien las va a resolver porque nos trascienden a nosotros. Entonces empiezan a quedar esas soluciones, muchas veces mágicas. Lo que pasó entre el del 2015 y el 2022 es que aquello que era necesario apoyar se daba solo en el 2022, ya era un hecho. Lo que queda por resolver adelante hacia el 2050, son las definiciones propias de la incertidumbre de cualquier modelo que va hacia adelante. Ahora, eso pasa no solo en la Argentina, pasa en el mundo, o al menos en los países que uno conoce.

Volviendo a Argentina, de ese mismo estudio, lo que surgió es que la Argentina tiene la gran bendición de contar con energía. Cuando uno mira, y huelga decir lo que se hablaba de Vaca Muerta o la exploración off-shore, o que vivimos encontrando fuentes de energía, cuando aparecen las renovables, nos da que el potencial de generación eólica de la Argentina es superior al que está en el mar del Norte, con mucha más simpleza porque estamos en tierra, o la capacidad de generación solar. ¿Dónde tenemos el problema? En que tenemos la potencialidad energética, nos falta bajar esa energía al cable.

O sea, tenemos un problema, producto de los años que fueron pasando, las desadaptaciones en esos períodos. Nos falta infraestructura. La verdad, escuchaba cuando

Jimena contaba los incentivos que da Mendoza: al día de hoy, bastaría tener las rutas, los caminos eléctricos o los gasoductos para que aparezca enseguida no solo la producción, sino el consumo.

Al día de hoy, de todos nuestros estudios, lo que surgió es que el cuello de botella es la infraestructura de transporte. Entonces, si logramos focalizarnos en pensar cómo se desarrolla ese transporte, de qué manera se hace eficiente, muy probablemente no tengamos que discutir si la generación tiene que ser de un tipo, si tiene que estar acá o más allá: va a ser eficiente, va a ser ecológica y va a ser de mínimo costo.

JR: Gustavo, yendo al corazón del sistema energético y eléctrico en particular, los expositores anteriores, hicieron hincapié en que el mercado está complicado, tiene algunos problemas importantes para funcionar. ¿Qué nos falta? ¿Qué falta en el mercado para que se pueda acompañar esta transición de una manera más adecuada o más eficiente?

GA: Bueno, algunas cosas, efectivamente, se mencionaron en el panel anterior. Por ejemplo, la reorganización del mercado, que hoy está desorganizado y con falta de señales, claramente. Yo creo que, de los dos aspectos principales, el principal, es la demanda. La demanda está y va a seguir creciendo, y, con los procesos de electrificación de prácticamente todo lo que se usa, desde el punto de vista del consumo de energía secundaria, podemos asegurar que la demanda a largo plazo claramente va a estar si podemos abastecerla.

Yo dividiría en dos aspectos. Uno es el de infraestructura, los fierros duros, y otro es la regulación. Claramente, y también se mencionó antes, falta el incentivo para expandir la capacidad de transporte. Hoy es vital, el transporte une la oferta y la demanda, no importa dónde está el recurso. Hoy no hay un mecanismo claro donde uno pueda hacer inversiones en infraestructura de transporte y esa inversión la pueda recuperar. Falta eso. No es difícil de escribir, hay otros países que lo han solucionado, pero hoy nos está faltando ponernos de acuerdo en cómo hacerlo y, efectivamente, llevarlo adelante.

Yo me apartaría de toda la legislación que trae obligaciones. Por ejemplo, la ley de renovables era una ley de promoción; entonces, imponía un target mínimo de consumo, con escalones que iban creciendo en el tiempo. Hoy, la verdad es que la energía renovable es competitiva, desde el punto de vista económico, con el resto de las fuentes, y no necesita ese tipo de incentivos. De hecho, nuestros clientes en el mercado MATER están todos contratados por encima de los targets de la ley, no es algo que mira el mercado.

Ahora, sí está claro que hay que fortalecer, este marco para poder seguir teniendo un mercado contractualizado, lo más posible, de tal manera de dar certidumbre a los inversores cuando están aprobando una inversión y, sobre todo, cuando están negociando con las instituciones financieras el financiamiento de esos proyectos. La posibilidad de, mediante un instrumento legal, demostrar que uno va a poder devolver, de forma clara y sostenida, la deuda que está tomando al sector financiero es algo que prácticamente resuelve casi todo. El resto son cuestiones técnicas, con tecnologías que ya están maduras, con lo cual la contractualización en el largo plazo, que es algo que duele mucho en la Argentina, nosotros tuvimos que hacer mucha

escuela con el tema de contratarse en plazos largos cuando, en general, la industria no tiene contratos de suministro muy largos en cualquiera de esos rubros.

Fortalecer el marco para seguir la contractualización, tratar de llevarla al máximo nivel posible y que los mercados de spot solo sean para transar diferencias en el nivel de producción asociado al recurso. Las señales para poder ampliar la infraestructura y alguna regulación que dé estabilidad fiscal, que quiere decir, ni más ni menos: por favor, provincias; por favor, municipios, si yo ya pude, de alguna manera, estructurar el negocio financieramente, el negocio es bancable, tengo un operador responsable atrás, tengo la demanda contractualizada, en la mitad de la vida útil, no empiecen a sumar compromisos de pago de tasas o de servicios que en realidad no existen, porque encarecen el proyecto y me sacan de la zona de rentabilidad. Yo creo que, con esos tres elementos, el mercado debería funcionar.

JR: Jimena, te consulto sobre un tema que está, evidentemente, también en el corazón de lo que se trataría en los próximos años, que es la infraestructura, y te quería preguntar si ves que Mendoza puede llegar a tener algunos cuellos de botella para poder evacuar su generación eléctrica, de gas o de hidrocarburos, por no contar con infraestructura nacional; no de la provincia, para llevarla a los centros de consumo.

JLa: Bueno, sí, algo les adelantaba antes.

También lo comentaban en los paneles anteriores, cuando hacían ese análisis de cómo hemos llegado a tener estos cuellos de botella. En realidad, la situación y el diagnóstico es el mismo, tanto para la generación de energía eléctrica como para el oil and gas: no es un problema de generación, es un problema de transporte. En algunos lugares, cuando hablamos de energía eléctrica, de distribución también, encontramos un problema de desinversión en infraestructura.

Esa inversión en infraestructura, que está a cargo y es jurisdicción del gobierno nacional, en el caso de la provincia de Mendoza, para poder evacuar estos nuevos 700, 720 MW que se van a sumar de potencia, es decir, cómo estamos promoviendo mayor generación de energías renovables, si, responsablemente, tendríamos que, después, poder bajar esa energía y llevarla, o sea, conectarla al SADI y generar también esa posibilidad de llevarla a cada uno de los usuarios de la demanda. En ese sentido, comentaba recién muy al pasar, que Mendoza decidió tomar la iniciativa de la misma forma que lo hizo con la línea Cruz de Piedra – Gran Mendoza, ahora lo va a hacer con cuatro nuevas obras de transmisión. Dije cuatro porque hay una que está en estudio de desarrollo de sus condiciones técnicas, y espero también se va a sumar. Son cinco obras de transporte: una en el norte de la provincia, Mendoza Norte, otra en el Valle de Uco, otra línea en el sur de la provincia, que significa el cierre del anillo de seguridad de San Rafael y la extensión también a General Alvear, y a esa también le sumamos El Marcado/La Dormida, y otra en el sur, que es la que va a potenciar todo el desarrollo de la Vaca Muerta mendocina, en el hub logístico de Pata Mora, de Potasio Río Colorado y del distrito minero, estas 34 declaraciones de impacto ambiental para la exploración minera, que es la línea de El Cortaderal, que va por Malargüe y dota de factibilidad, de conexión, a todos estos desarrollos.

Entonces, no es tan solo la generación, sino también poder evacuarla, y esto se va a hacer con los fondos del resarcimiento de la provincia, que es algo que van a pagar todos los mendocinos. Estas van a ser obras que se repagan con tarifa de la demanda, pero volvemos a lo que hablábamos recién. Aspiramos a una recomposición de los mercados, aspiramos a que esa satisfacción de la demanda y esa generación, nos lleve a un sendero de costos eficientes, a un sendero de recomposición de las señales de precios.

Mucho tiene que ver, y esperamos poder tener esas recomposiciones, de los mercados en materia de nuestras hidroeléctricas. Algo hablábamos del rol de las hidroeléctricas que en Mendoza es muy importante. En el país, también, obviamente. Estamos tanto en las del Comahue como las del Limay, las de la provincia de Mendoza también, con contratos de concesión prorrogados o en uso de sus períodos de transición, pero son inminentes las nuevas licitaciones, y poder contractualizar con esas señales de certidumbre a largo plazo que generen las inversiones para el revamping de las centrales que ya han cumplido o que tienen ciclos ya muy largos de vigencia, de vida, y las nuevas que podrían sumarse. Mendoza tiene proyectos como Portezuelo, del Viento, como El Baqueano, como Uspallata, como Los Blancos. Tiene proyectos que podrían sumarse, pero, sin lugar a dudas, esto no puede darse sin un mercado que contenga esa posibilidad de generar contractualizaciones, que asegure un repago de las inversiones y que tenga, al menos, este precio mayorista único que genere toda una reestructuración del sector.

JR: Jorge, te quería consultar sobre cambio desde el lado de la demanda, desde el lado de los consumidores. Quería consultarte si ves que hay un cierto cambio de hábito en el consumo de energía, en particular de energía eléctrica, y si hay algunos patrones identificables.

JLe: Por suerte, me están cayendo todas las preguntas de planificación y prospectiva, que son menos comprometidas. La duda, cuando uno planifica a unos cuantos años, es quién gana; si la electrificación o la mayor eficiencia de los usos; o sea, proyectado, los hogares van a tener más usos eléctricos, pero también esos usos van a ser más eficientes. Entonces, el saldo es lo que resta ver. En general, lo que va a pasar, o lo que se esperaría que pase como demanda agregada de electricidad, es que crezca, porque se van a ir sumando actividades que hoy están alimentadas por otras fuentes de energía, por la facilidad que tiene la electricidad en su manejo, por el control que tiene. O sea, procesos térmicos básicamente controlados por electricidad terminan siendo muy simples. Lo que esperaríamos es que crezca la demanda agregada de electricidad. Ahora, no lo haría en la proporción en que las transferencias de las actividades sumadas hoy dan. ¿Por qué? Porque está la eficiencia. Es de esperar, o se proyecta que, en los próximos años, se continúe con el camino de eficiencia.

Pensémoslo nosotros en la casa. La iluminación hoy es led. Hace unos años esta tecnología era incipiente. Eran todas lámparas de bajo consumo, existía la competencia con la incandescente por reproducción de color. Hoy es led y encima te da la facilidad de control. En general, eso es lo que va pasando. Con los motores sucede algo parecido.

Venimos de una distorsión de precios tan grande que es difícil decir que hoy el consumo eléctrico está influenciado por un mayor uso o por una mayor eficiencia. Venimos, en particular,

en la Argentina, de un uso eléctrico que estaba condicionado por precios distorsionados, con lo cual las proyecciones no daban. Tampoco es muy útil tratar de establecer la elasticidad porque, cuando sube mucho el precio, en algunos casos, o cuando vienen los aumentos de tarifa, uno detecta alguna baja en el consumo, pero, cuando la estabilizamos con lo que pasó con la baja de temperatura y todo, el saldo no queda tan claro. Lo que hay que esperar, o lo que deberíamos esperar, es que sigamos la evolución normal del resto del planeta, en la cual la competencia entre mayores usos y eficiencia tenga un saldo positivo para la demanda y que, con los precios estabilizados, no estemos dependiendo de la distorsión de precios relativos.

JR: ¿Pensás que la Argentina se banca una electrificación del transporte? Hablando de un cambio de hábito rotundo de la utilización de la energía.

JLe: Voy a un ejemplo palpable, concreto y que es lo que nos pasa a nosotros en la empresa. Cada vez que alguien dice: “Vamos a poner un cargador eléctrico de 70 kW o de 140 kW, que no son los más rápidos, que requieren un par de horas, es como si tuviéramos que alimentar un edificio completo. Lo medimos.

Ese cargador es la demanda un edificio de 10 pisos. Cada punto de suministro de un cargador eléctrico es un edificio. En el año 2015, estuvimos trabajando mucho con la Ciudad de Buenos Aires, que tenía un plan muy ambicioso de pasar a eléctrico el transporte urbano.

Cada vez que nos venían a pedir suministro para las cargas en terminales, no un tranvía, sino carga en terminales, nos generaba un problema. Un problema que se arregla, que es perfectible, pero acá viene la gracia o la lógica. Lo ideal sería hacerlo planificadamente. Alguien en el panel anterior decía esto de coordinar los esfuerzos, coordinar las acciones; que una regulación, quizás la de la ciudad, o la de alguna intención de desarrollar el transporte eléctrico, o el uso de electricidad para el transporte, esté conciliada con el desarrollo que se les da a las redes eléctricas.

¿Por qué? Porque, si no, hay una suerte de algo que vivimos, que es el problema del free rider; o sea, pretendemos que el desarrollo lo paguen los ciudadanos o los habitantes de Mendoza para que después se pueda usar para otra cosa. En esto pasa lo mismo. Si las tarifas de una compañía están soportadas por los usuarios fijos de esa compañía y, una vez que se empieza a desarrollar o se generan las obligaciones, pretendemos que esas mismas obligaciones cubran el transporte, la verdad, a lo que vamos es a una fuente de conflicto cuando, en realidad, un paso antes se resuelve planificando, no hay inconveniente.

JR: Gustavo: con base en todo este contexto, con cierto cambio en los comportamientos, en la demanda, con cierto cambio en la oferta y, obviamente, con las restricciones de transporte, y demás, te quería consultar: una compañía como Genneia, que es grande y que tiene mucha experiencia, ¿qué es lo que puede ofrecerle al país para poder transitar el proceso de transición energética? ¿Qué es lo que pueden aportarle, ofrecerle, mejor dicho, al país en este sentido?

GA: Bueno, hoy, Genneia es el mayor inversor de energías renovables de la Argentina y la mayor compañía en términos de capacidad instalada y de cantidad de energía que está inyectando a la red de origen renovable.

Nosotros seguimos invirtiendo. Una de las cosas que estamos ofreciendo es cada vez más energía, en particular, para las industrias o los clientes comerciales grandes, que tienen posibilidad de contratar. De hecho, estamos trabajando hoy en la provincia de Mendoza con dos parques solares, que vamos a estar inaugurando entre el primer trimestre y el tercer trimestre del año que viene, con 220 MW en total.

Vamos a seguir invirtiendo en esa provincia, ya tenemos proyectos para seguir hacia adelante. Vamos a volver en algún momento a la energía eólica, que es lo que nos caracterizó al principio. Así que lo primero que tenemos para ofrecer es energía en un esquema de bastante flexibilidad. Nosotros somos muy abiertos en el sentido de tratar de innovar en cosas nuevas, tanto sea en estructuración de contratos como en temas tecnológicos. Ya estamos trabajando, por ejemplo, en temas de almacenamiento y con algún proyecto en la provincia de San Juan, y también en la Patagonia. Estamos trabajando con algunas industrias en soluciones particulares. Por ejemplo, mencionaba el tema de las acerías eléctricas. Estamos trabajando con el sector de oil and gas muy fuerte para apoyar este proceso de electrificación de los campos de producción de petróleo, con un objetivo de un barril de bajas emisiones, que no es solo que tenemos un buen recurso en la Argentina, sino además que tenemos que llegar a un mercado internacional en forma competitiva, y eso no solo es precio, sino es un barril de bajas emisiones.

Estamos trabajando en nuestra propia huella de hidrógeno verde, de manera tal de que, cuando se avance en el resto de la cadena de suministro hoy se está trabajando en todo el mundo en esto pero todavía no hay cosas concretas, sí estamos con grandes proyectos en el Power-to-X para estar preparados, para que, cuando se defina cuál es el producto, si es hidrógeno, si es amoníaco, lo que sea, nosotros estemos preparados para abastecer esa cadena. Genneia es el trader más grande de carbono de la Argentina.

Venimos trabajando hace muchísimos años en el mercado de crédito de carbono. Hoy tenemos distintos productos para ofrecer, estamos en distintos protocolos, estamos incorporando estándares que no solo certifican la reducción de emisiones, sino que también incluyen parámetros de biodiversidad. Estamos trabajando con otros productos que tienen que ver con la certificación de energía de origen. Nosotros trajimos el estándar a la Argentina, con lo cual lo que te quiero decir es que no solo somos generadores de energía, sino que somos generadores de ideas nuevas, de reinventar el mercado, de proponer productos. Hemos hecho propuestas desde la Cámara Eólica Argentina, de obras de transmisión, para destrabar los recursos que están hoy latentes, que se podrían transformar en energía y que, lamentablemente, no pueden llegar al mercado. Así que, en definitiva, lo que ofrecemos es toda esa gama de productos y la posibilidad de estructurarlos con un crédito internacional que nos sigue detrás.

Ayer anunciamos la firma con tres bancos, uno alemán, otro francés y otro canadiense, de un nuevo préstamo internacional de la banca de desarrollo, 100 millones de dólares que nos

aseguraron el financiamiento de los proyectos de todo el año que viene. Seguimos manteniendo esa calidad crediticia porque somos líderes en esto.

JR: Para cerrar, Jimena, insisto en que tu presentación fue muy buena, así que ahora te hago una pregunta de prioridades. Si tuvieses que elegir dos, tres, lo que sea, proyectos de Mendoza para los próximos cinco años, ¿cuáles nos dirías que son los más importantes o los que creés que son los más trascendentes en el corto plazo?

JLa: Obviamente, poniendo en ese ranking proyectos de inversión privada con los proyectos de financiamiento. Bueno, sin dudas, los prioritarios son la construcción de las líneas eléctricas para poder evacuar para recuperar esa infraestructura perdida en materia de transporte, o no vamos a poder evacuar toda esa generación que sumemos. Eso creo que es muy importante en materia de energía eléctrica. En el tema de la generación, ya hemos hecho lo propio desde la provincia. Lo escuchaba a Gustavo cuando le preguntabas qué necesitan para seguir invirtiendo y para ampliar esa apuesta a la generación de los renovables. Bueno, la provincia de Mendoza tiene una exención absoluta de impuesto de sellos y de ingresos brutos para todos los proyectos de energías renovables, eso explica que sigan invirtiendo en Mendoza.

Entonces, eso se lo dejo al sector privado. Sí creo que la segunda prioridad tendrían que ser nuestras hidroeléctricas, poder relicitar y reconcesionar los complejos del sur de la provincia, y licitar y concesionar El Baqueano para que esas dos cuencas, la del Diamante y la del Atuel, tengan un aprovechamiento eficiente, tanto del recurso hídrico como de la generación energética, que, además, cuando hablamos de crecer en renovables, están muy vinculados con la flexibilidad del sistema y aportan en cuanto a almacenamiento y posibilidades de flexibilidad en la operación del sistema.

Entonces, las hidroeléctricas también irían en ese sentido. En tercer lugar, y lo pongo en este podio de tres porque estamos también haciendo mucho foco en esto, dentro de nuestra reconversión de los convencionales a convencionales más eficientes, con recuperación secundaria y terciaria de nuestros campos maduros, también hacer foco en las inversiones de la categorización y el desrriqueo de nuestra Vaca Muerta, ese 30 % de Vaca Muerta que está en territorio mendocino, que ya hay algunos datos que nos han permitido empezar a caracterizarla, pero que sin duda necesitamos hacer mucho foco en esa exploración para que pueda ser la apuesta de inversión de los próximos años en producción y levantar esa producción que, naturalmente, va decayendo en los convencionales.

Palabras de cierre (Jorge Lapeña)

Muchas gracias a todos los panelistas y a todos los que han concurrido a este seminario. El Instituto cree que ha cumplido con su objetivo de hacer una presentación anual, dejando que esa presentación esté en manos de los propios actores; es decir, no hemos expresado nuestras ideas, sino que hemos recibido las ideas de los expertos, elegidos con un criterio que siempre tiene algo de subjetividad, pero, en definitiva, hemos puesto a exponer a quienes pensábamos que eran los que más saben, o los que más experiencia tienen, o los que más nos pueden informar.

Queda, de esto, dos o tres cosas interesantes; algunas buenas y otras no tan buenas. La buena es que, si nosotros somos un exportador importante de gas argentino, e importante también de petróleo argentino, y aceptamos las reglas de los precios internacionales, estaríamos vendiéndole al mundo a precios FOB gas, Bahía Blanca o Punta Colorada, y también en el caso del petróleo. Esto nos lleva a una situación interesantísima, que es de precios en boca de pozo mucho más bajos que esos precios FOB en Bahía Blanca. Es decir, ¿cuál es nuestro precio para Bahía Blanca? El Henry Hub. El Henry Hub es el del Golfo de México. Bueno, el Golfo de Bahía Blanca es parecido.

¿Cuál debe ser el precio justo en boca de pozo? ¿3,80, 4 u\$s/Mbtu como hoy, o 2 u\$s/Mbtu? Si es 2, o 1,40, u\$s/Mbtu hay fiesta en la Argentina, porque tendremos un gas de precio parecido al del plan Houston, un precio que está en el orden del Henry Hub.

Lo mismo nos va a pasar con el petróleo. Tenemos que cumplir con lo que se dijo acá: el precio FOB de exportación. Ese es nuestro precio. Vamos a estar en ventaja con respecto a muchos países del mundo.

Este es un objetivo de política energética que no ha sido tomado por la política todavía. Nadie planteó eso. Si nosotros lo razonamos bien, podemos convencer a los buenos políticos de que esto es bueno para la Argentina y bueno para el mundo, y nos sana gran parte de nuestra economía.

Lo otro que acá queda es: ¿cuánto estamos invirtiendo en este gran negocio que es la energía? Poco. La Argentina tiene un PBI de 600.000 millones de dólares e invierte menos del 15 %. Esto ni siquiera repone lo que se gastó. Estados Unidos está más cerca del 25%, y China, según nos dice el maestro Alieto Guadagni, que hoy no ha podido venir, pero está representado en nosotros, invierte el 45 % del PBI.

Entonces, ¿cuánto invierte la Argentina realmente en el sector energético? Habría que hacer la cuenta. ¿Cuál es el mercado de capitales de la Argentina? ¿Cuánta plata de los jubilados estamos invirtiendo en este gran negocio para retribuir a los jubilados? Yo diría que cero. Entonces, me parece que de acá surgen algunas cosas interesantísimas de política para el futuro, que no las podemos contestar ahora, pero sí las podemos plantear.

Otro tema que no está claro es cómo crece o crecerá el sector eléctrico. Hacen falta líneas de transmisión, pero no las podemos hacer porque no podemos arriesgar la plata en eso, o no se le puede pedir a alguien razonable que arriesgue la plata en eso. En cambio, parece que sí se puede invertir en el petróleo. Pregunta: ¿quién invierte en el petróleo? ¿El mercado de capitales argentinos, los jubilados, o son capitales de afuera? Diría que son capitales de afuera, y por eso la Ley de Bases dice que se puede exportar y quedarse con los dólares afuera.

Hay distorsiones que me parece que no son fáciles de remover, pero me parece que es interesante que todos las conozcamos, porque nuestro sector eléctrico pudo hacer, en el siglo XX, cosas que no puede hacer en el siglo XXI. Pudo construir el parque de centrales hidroeléctricas más importante del cono sur. O los gasoductos argentinos, que podrían ir de Madrid a Moscú; es una red espectacular. La hemos hecho nosotros.

Esto, parece que no es fácil de hacer en este siglo XXI. Me parece que no tenemos el problema resuelto, pero creo que, en gran parte, las cosas que se dijeron acá llevan a decir: “Bueno, el problema, o partes del problema están planteadas”. Será misión de la política hilvanar programas para estar en un punto más satisfactorio que el que hoy hemos vivido acá.

No es satisfactorio no tener resuelto el problema eléctrico, la expansión eléctrica. Nos vamos con una de cal y una de arena. Estamos bastante bien, pero no tan bien como quisiéramos estar.

Muchas gracias a todos por su presencia hoy acá y a las empresas que nos acompañaron en la organización en forma generosa.

SEMINARIO ANUAL DEL



INSTITUTO ARGENTINO
DE LA ENERGÍA
"GENERAL MOSCONI"

41 AÑOS ENERGIA: MOTOR DE LA RECUPERACION ECONOMICA

Panel 1: Hidrocarburos Impulsando el crecimiento económico



Maximiliano Westen
YPF



Pablo Magistocchi
EMESA



Juan Carlos Glorioso
Consultor



Julia Alves
TotalEnergies



Modera:
Gerardo Rabinovich

Panel 2: Los desafíos de la economía energética



Nicolas Gadano
CEPE/UTDT



Adolfo Sanchez Zinny



Daniel Montamat
ex Sec. de Energía
de la Nación



Modera:
Alejandro Einstoss

Panel 3: Acciones para la Transición Energética



Gustavo Anbinder
GENNEIA



Jorge Lemos
Grupo ENEL



Jimena Latorre
Min. de Energía y
Ambiente Prov.
de Mendoza



Modera:
Julián Rojo

Miércoles 6 de noviembre del 2024
9.00 – 12.00 hs.

Consejo Profesional de Ingeniería Mecánica y Electricista
Pasaje del Carmen 776 (CABA)

